

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO  
AMBIENTAL

FREDERICO ADOLFO DURING FILHO

ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO DE DOIS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE  
ENERGIA EM UM SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO

Porto Alegre

2018

FREDERICO ADOLFO DURING FILHO

ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO DE DOIS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE  
ENERGIA EM UM SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul como  
requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em  
Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Beluco

Porto Alegre

2018

### CIP - Catalogação na Publicação

During Filho, Frederico Adolfo  
ESTUDO TÉCNICO-ECONÔMICO DE DOIS SISTEMAS DE  
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UM SISTEMA HÍBRIDO  
HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO / Frederico Adolfo During  
Filho. -- 2018.  
122 f.  
Orientador: Alexandre Beluco.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do  
Rio Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas,  
Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e  
Saneamento Ambiental, Porto Alegre, BR-RS, 2018.

1. Complementaridade energética. 2. Sistema  
híbrido. 3. Hidroeletricidade. 4. Energia solar  
fotovoltaica. 5. Sistemas de armazenamento de energia.  
I. Beluco, Alexandre, orient. II. Título.

FREDERICO ADOLFO DURING FILHO  
ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE DOIS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE  
ENERGIA EM UM SISTEMA HÍBRIDO HIDRELÉTRICO FOTOVOLTAICO

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental da  
Universidade Federal do Rio Grande do Sul como  
requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em  
Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental

Aprovado em: Porto Alegre, 31 de outubro de 2018.

---

Prof. Dr. Alexandre Beluco - UFRGS  
Orientador

---

Prof. Dr. André Luiz Silveira – UFRGS  
Examinador

---

Prof. Dr. Elton Rossini - UFRGS  
Examinador

---

Prof. Dr. José de Souza - FETLSVC  
Examinador

## **AGRADECIMENTOS**

A família pelo apoio durante todos os anos de estudo.

Ao orientador, pelo enriquecimento acadêmico nas referidas linhas de pesquisa relacionadas a esse trabalho e também em assuntos além desse escopo.

A todos os colegas que ajudaram a enriquecer a experiência da pós-graduação.

Aos professores do programa de pós-graduação em recursos hídricos e saneamento ambiental do instituto de pesquisas hidráulicas da UFRGS, pela contribuição na minha formação acadêmica.

A CAPES pelo apoio financeiro durante a realização desse trabalho.

E a os outros integrantes da universidade que ajudaram indiretamente.

## RESUMO

A dissertação apresenta uma análise do comportamento técnico-econômico de dois sistemas de armazenamento de energia, considerando o aproveitamento hidrelétrico e fotovoltaico como base de geração, e o método de análise da complementaridade energética entre fontes de energia. Assim, objetiva-se investigar o comportamento de maneira teórica de diferentes topologias do sistema híbrido para distintos cenários de complementaridade energética. A complementaridade é quantificada pela composição de três índices parciais, no tempo, energia e amplitude entre as curvas de disponibilidades energéticas teóricas. Os índices são quantificados entre unidade e zero para respectivamente totalmente complementar e similar. E as modelagens são realizadas no software Homer, utilizado como ferramenta de estudo. Na investigação de cenarização da complementaridade parcial no tempo. Para a topologia com apenas as baterias, os resultados revelam uma redução de custo de energia e falha de abastecimento da carga elétrica, à medida que o índice parcial de complementaridade no tempo aumenta para unidade. E a energia contida nas baterias durante o ano de análise segue essa tendência, sendo maior nos casos com rumo à complementaridade. Esse comportamento é o oposto ao constatado de aumento de necessidade de dispositivos, que cresce em direção da similaridade energética das curvas de disponibilidade, elevando o custo geral do sistema híbrido. Na topologia com hidrogênio, ocorre uma falha geral muito maior que no sistema apenas com as baterias, de 23,60% para 25,90% do cenário de complementaridade no tempo unitário para o extremo oposto. Isso ocorre por razão da baixa eficiência de ciclo de 32,85%, mas sua variação entre cenários unitário e nulo é de apenas 2,30%, enquanto no caso com baterias é de 7,20%. Dessa forma mostra-se menor redução do desempenho do hidrogênio à medida que a complementaridade no tempo diminui. No entanto, a performance geral ainda é insatisfatória, quando se analisa da perspectiva econômica e energética. Na topologia conjunta, praticamente se repetiu o resultado do sistema apenas com baterias, com adição da produção de hidrogênio do excesso de eletricidade, que seria desperdiçado pela carga resíduo (dump load). E ocorre a operação de célula a combustível nos três menores índices de complementaridade no tempo. Logo, os dois sistemas de acumulação tendem a se complementar em direção à similaridade energética do índice no tempo, o hidrogênio aumenta sua quantidade de energia estocada e as baterias reduzem nessa direção. Para os ensaios de complementaridade de energia e amplitude, foi encontrado um ponto de convergência em relação à performance do sistema híbrido. Para os índices parciais respectivos de 0,70 e 0,83, que se refere ao cenário com uma

parcela de geração de 65% de energia hidroelétrica e 35% de solar fotovoltaica. Nessa proporção obteve-se menor falha de abastecimento possível com a complementaridade no tempo fixa na unidade. Na análise sazonal proposta, concluiu-se, que a operação conjunta do hidrogênio e das baterias tende a apresentar melhores soluções técnico-econômicas, com menores capacidades instaladas dos sistemas de acumulação de energia, em comparação a operação isolada de cada um. Ainda, demonstra-se uma relação complementar de capacidade instalada entre os sistemas de armazenamento de energia nos melhores casos constatados, que tem maior parcela de hidrogênio e sempre menor de baterias recarregáveis.

**Palavras-chave:** Complementaridade energética, sistema híbrido, hidroeletricidade, energia solar fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia.

## ABSTRACT

The dissertation presents an analysis of the technical-economic behavior of two energy storage systems, considering the hydroelectric and photovoltaic as a generation base, and the energy complementarity method of analysis between energy sources. The objective of this study is to investigate the theoretical behavior of different topologies of the hybrid system for different scenarios of energy complementarity. The complementarity is quantified by the composition of three partial indexes, in time, energy and amplitude between the theoretical curves of energy availability from solar and hydraulic resources. These indexes are quantified between unit and zero for respectively full complementary and similarity. And, as study tool is used Homer software. In the investigation of partial complementarity in time, for the topology with only the batteries, the results reveal a reduction of energy cost and power supply failure, as the partial complementarity index in time increases from zero to unity. And, the energy contained in the batteries during the year of analysis follows this trend, being higher in the direction to full complementarity. This behavior is the opposite to that observed for the increase in the need for devices, which grows towards the energy similarity of the availability curves, raising the overall cost of the hybrid system. In the hydrogen topology, a much larger general fault occurs than in the battery-only system, from 23.60% to 25.90% respectively full complementarity scenario and the opposite end. This occurs due to the low cycle efficiency of 32.85%, but its variance between these uttermost scenarios is only 2.30%, while in the case with batteries it is 7.20%. This shows a smaller reduction in the performance of hydrogen as the complementarity in time decreases. However, the overall performance is still unsatisfactory when analyzed from the economic and energy perspective. In the joint topology, the result was almost a repetition of the batteries scenario, with the addition of the hydrogen production of the excess electricity, which would be wasted by the dump load, and the fuel cell operation in the three lower indexes of complementarity in time. Thus, the two energy storage systems tend to complement each other toward the energy similarity in time, hydrogen increases its amount of stored energy and the batteries reduce in this direction. For the complementary energy and amplitude index tests, a convergence point was found regarding the performance of the hybrid system. For the respective partial indices of 0.70 and 0.83, which refers to the scenario with a generation plot of 65 % of hydroelectric energy and 35% of solar photovoltaic. In this case was obtained a smaller supply failure with the full complementarity in time. In the proposed seasonal analysis, it was concluded that the joint operation of hydrogen and batteries tends to present better



technical-economical solutions, with lower installed capacities of the energy storage systems, compared to the isolated operation of each device. Also, a relation of installed capacity complementary among energy storage systems is demonstrated in the best cases found, which has a higher hydrogen share and lower rechargeable batteries.

**Keywords:** Energy Complementarity, Hybrid System, Hydroelectricity, Photovoltaic Solar Energy, Energy Storage Systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no Brasil em 2015. ....	17
Figura 2 – Esquema do Sistema de Armazenamento a Hidrogênio. ....	33
Figura 3 - Comparação Entre os Três Tipos de Células a Hidrogênio .....	36
Figura 4 - Relação Conceitual das Funções de Simulação, Otimização e Análise de Sensibilidade do software Homer.....	48
Figura 5 - Interface do Software Homer.....	49
Figura 6 – Esquema do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Baterias.....	58
Figura 7 – Esquema do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Célula a Combustível. ....	58
Figura 8 – Esquema do Sistema Híbrido de Geração de Energia Ambos Sistemas de Acumulação. ....	58
Figura 9 – Topologia do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Ambos Sistemas de acumulação com carga dividida. ....	59
Figura 10 - Topologia do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Ambos Sistemas de acumulação com carga dividida com a célula no barramento de corrente alternada. ....	59
Figura 11 - Curva de Disponibilidade Hidráulica em L/s pelos Meses de um Ano. ....	60
Figura 12 – Curva de Disponibilidade Solar em kW/m <sup>2</sup> pelos Meses de um Ano.....	61
Figura 13 - Disponibilidade Solar e Hidráulica em kW/m <sup>2</sup> e L/s pelos Dias, Durante os Dias de Mínimos e Máximos das Curvas. ....	62
Figura 14 - Resultados do Modelamento do Sistema Híbrido de Energia com Baterias para Distintos Índices <i>kt</i> . ....	68
Figura 15 - Resultados do Modelamento do Sistema Híbrido de Energia com o Sistema a Célula de Hidrogênio para Distintos Índices <i>kt</i> . ....	71
Figura 16 – Gráficos dos casos de complementaridade de Índice <i>kt</i> = 0,67, 0,5 e 0 para a topologia da figura 8.....	74
Figura 17 – Variação da Energia útil Acumulada nos Sistemas de Armazenamento em relação a Falha de Abastecimento para cada caso de Complementaridade Energética. ....	77
Figura 18 – Variação do Custo de Energia em relação a Falha de Abastecimento para cada Curva de Cenário de Complementaridade Energética no Tempo. ....	78
Figura 19 – Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com <i>kt</i> =1,00. ....	79

Figura 20 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com $kt=0,83$ . .....	80
Figura 21 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com $kt=0,67$ . .....	80
Figura 22 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com $kt=0,50$ . .....	81
Figura 23 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com $kt=0,81$	
Figura 24 – Incremento Energético para Garantia de Falha nula para cada Índice de Complementaridade no Tempo. ....	82
Figura 25 - Gráficos correspondentes ao Índice $ke$ de 1,00.....	91
Figura 26 – Gráficos correspondentes aos Índices $ke$ de 0,70 para o lado Hidroelétrico (a) e Solar Fotovoltaico (b).....	92
Figura 27 - Gráficos correspondentes aos Índices $ke$ de 0,50 para o lado Hidroelétrico (a) e Solar Fotovoltaico (b).....	93
Figura 28 – Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para $kt =$ 1,00, com $ke$ em 0,70.....	97
Figura 29 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para $kt =$ 0,83, com $ke$ em 0,70.....	97
Figura 30 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para $kt =$ 0,67, com $ke$ em 0,70.....	97
Figura 31 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para $kt =$ 0,50, com $ke$ em 0,70.....	98
Figura 32 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para $kt =$ 0, com $ke$ em 0,70. ....	98
Figura 33 – Solução gráfica do caso de 100 horas de autonomia de baterias e 1440 horas de autonomia de hidrogênio para $kt = 0$ da tabela 30.....	105

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros Técnicos de Distintos Tipos de Baterias Recarregáveis. ....	32
Tabela 2 - Principais Características das Células de Combustível a Hidrogênio.....	37
Tabela 3 – Especificações de Entrada para o Modelamento do Sistema Híbrido. ....	64
Tabela 4 - Especificações para Topologias das Figuras 9 e 10. ....	65
Tabela 5 -Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o Índice $kt$ dos Modelamentos Realizados com Baterias.....	69
Tabela 6 - Análise da Energia útil Armazenada em Baterias.....	70
Tabela 7 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o Índice $kt$ dos Modelamentos Realizados com Sistema a Célula de Hidrogênio.....	72
Tabela 8 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas a Célula a Combustível.....	73
Tabela 9 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o Índice $kt$ dos Modelamentos Realizados com os dois Sistemas de Armazenamento. ....	75
Tabela 10 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação. ....	76
Tabela 11 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice $kt$ para topologia da figura 9.....	83
Tabela 12 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação para topologia da figura 9.....	83
Tabela 13 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice $kt$ para topologia da figura 10.....	84
Tabela 14 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação para topologia da figura 10.....	84
Tabela 15 – Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para topologia da figura 6. ....	85
Tabela 16 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para topologia da figura 8. ....	86
Tabela 17 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para topologia da figura 9. ....	87
Tabela 18 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no ...	88
Tabela 19 – Cenários de Complementaridade de Energia Ensaídos. ....	89
Tabela 20 – Resultados das Simulações para cada Cenário de Complementaridade de Energia da Topologia da figura 8.....	90

Tabela 21 – Número de baterias, Energia útil acumulada nos sistemas de armazenamento e sua relação com o índice $ke$ para a topologia da figura 8.....	91
Tabela 22 - Resultados das Simulações para cada Cenário de Complementaridade de Energia da Topologia da figura 10.....	94
Tabela 23 - Número de baterias, Energia útil acumulada nos sistemas de armazenamento e sua relação com o índice $ke$ para a topologia da figura 10.....	95
Tabela 24 – Resultados da nova Iteração dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice $kt$ para topologia da figura 8. ....	96
Tabela 25 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistema da figura 8 para nova Iteração. ....	99
Tabela 26 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para nova Iteração. ....	99
Tabela 27 - Resultados dos Ensaios para as Autonomias Propostas para Topologia da figura 6. ....	100
Tabela 28 - Resultados dos Ensaios para as Autonomias Propostas para a Topologia 7. ....	101
Tabela 29- Resultados dos Ensaios para as Autonomias Propostas para Topologia da figura 8. ....	102
Tabela 30 – Combinações entre os Sistemas de Acumulação para o Cenário $kt = 0$ .....	103

## LISTA DE UNIDADES

au	Unidade astronômica
°C	Graus Celsius
h	Horas
K	Kelvin
kg	Quilograma
kg/m <sup>3</sup>	Quilo por metro cúbico
kW	Quilowatt
kW/ano	Quilowatt por ano
kWh/m <sup>2</sup> /dia	Quilowatt-hora por metro quadrado por dia
L/s	Litros por segundo
m/s <sup>2</sup>	Metro por segundo ao quadrado
m <sup>3</sup> /s	Metro cúbico por segundo
US\$	Dólares dos Estados Unidos da América
US\$/ano	Dólares por ano
US\$/kg	Dólares por quilograma
US\$/kWh	Dólares por quilowatt-hora
W/m <sup>2</sup>	Watt por metro quadrado

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>16</b>
1.1 OBJETIVOS.....	18
<b>1.1.1 Objetivo Geral.....</b>	<b>18</b>
<b>1.1.2 Objetivos Específicos .....</b>	<b>19</b>
1.2 HIPÓTESE.....	19
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	19
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>21</b>
2.1 APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO .....	21
2.2 APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO.....	23
2.3 O HIDROGÊNIO .....	26
2.4 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	28
<b>2.4.1 Baterias Recarregáveis .....</b>	<b>29</b>
<b>2.4.2 Sistema de Célula a Combustível.....</b>	<b>33</b>
2.4.2.1. Eletrolisador .....	34
2.4.2.2. Tanques de Gás Hidrogênio .....	34
2.4.2.3. Célula a Combustível de Hidrogênio .....	35
2.5 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA .....	38
<b>2.5.1 Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Hidroelétricos.....</b>	<b>40</b>
<b>2.5.2 Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Hidroelétricos com Armazenamento a Hidrogênio .....</b>	<b>41</b>
2.6 COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA .....	42
<b>2.6.1 Complementaridade entre Fontes Energia .....</b>	<b>43</b>
<b>2.6.2 Índice de Complementaridade.....</b>	<b>44</b>
<b>2.6.3 Complementaridade Energética Hidráulica Fotovoltaica .....</b>	<b>46</b>
2.7 SOFTWARE HOMER.....	47
<b>2.7.1 Modelamento Matemático Hidroelétrico .....</b>	<b>50</b>
<b>2.7.2 Modelamento Matemático Fotovoltaico.....</b>	<b>51</b>
<b>2.7.3 Modelamento Matemático Econômico .....</b>	<b>55</b>
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>57</b>
3.1 ANÁLISE DO SISTEMA HÍBRIDO HDRÁULICO FOTOVOLTAICO.....	57
<b>3.1.1 Topologia dos Sistemas em Estudo.....</b>	<b>57</b>
<b>3.1.2 Curvas de Disponibilidade Energética .....</b>	<b>60</b>
<b>3.1.3 Especificações dos Componentes do Sistema.....</b>	<b>62</b>
<b>3.1.4 Roteiro de Simulações.....</b>	<b>65</b>
<b>4 RESULTADOS.....</b>	<b>67</b>
4.1 CENÁRIO DE COMPLEMENTARIDADE NO TEMPO.....	67
<b>4.1.1 Topologia com Baterias Recarregáveis .....</b>	<b>67</b>

4.1.2 Topologia com Célula a Hidrogênio .....	70
4.1.3 Topologia Base com Ambos Sistemas de Armazenamento.....	73
4.1.4 Análise da Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Condição de Falha Nula	79
4.1.5 Topologia com a Carga Dividida entre Barramentos .....	82
4.1.6 Topologia com a Carga Dividida com o Sistema a Célula de Combustível no Barramento de Corrente Alternada.....	83
4.1.7 Análise da Dimensão dos Sistemas de Acumulação .....	85
4.2 CENÁRIO DE COMPLEMENTARIDADE DE ENERGIA E AMPLITUDE .....	88
4.2.1 Análise para a Topologia Base com ambos Sistemas de Armazenamento .....	89
4.2.2 Nova Iteração para Complementaridade no Tempo.....	95
4.3 VARIAÇÃO DAS DIMENSÕES DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA ACUMULAÇÃO SAZONAL .....	99
<b>5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....</b>	<b>106</b>
<b>6 CONCLUSÃO .....</b>	<b>109</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>112</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento de energia é fundamental para a manutenção do meio de vida das sociedades contemporâneas, assim é importante desenvolver o conhecimento científico-tecnológico para superação dos desafios impostos pelos atributos naturais do planeta e da própria intervenção antropogênica, de modo a utilizá-las de forma mais apropriada, à medida que se avança.

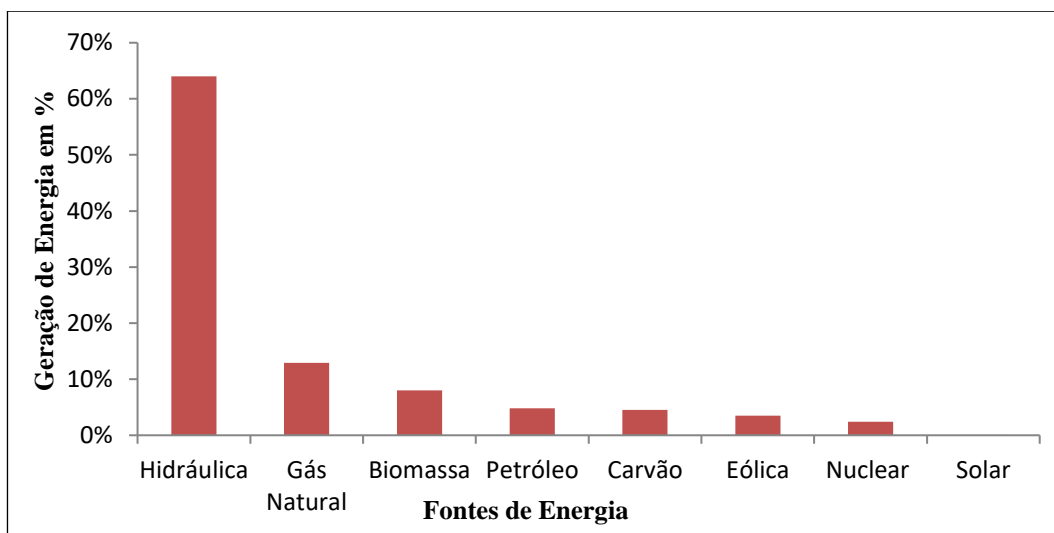
O Brasil tem a política nacional de energia é definida pela Lei 9.478 (BRASIL, 1997), que apresenta os objetivos no artigo primeiro, destes destacou-se “preservar o interesse nacional”, “identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País”, “utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis” e “fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável”.

Os incisos citados no parágrafo anterior podem ser utilizados como premissa para a pesquisa de modo geral, e também para este trabalho, já que abordam, principalmente no segundo e terceiro excerto, a relação direta com a proposta de estudo do tema da complementaridade energética entre fontes de energia, pois a característica de complementaridade pode servir como ferramenta de planejamento afim de se chegar a soluções melhores para o aproveitamento de fontes de energia, em Cantão et al (2017) e Beluco et al (2015) é discutido o benefício de analisar o tema.

O cenário nacional energético é caracterizado pela significativa parcela de energia renovável, principalmente no setor elétrico, no gráfico da figura 1 é mostrado a oferta interna de energia de geração elétrica por fonte no ano de 2015 do balanço energético nacional de 2016. Do gráfico da figura 1, tem-se um percentual de 75,5 % de oferta de energia renovável, sendo a hidráulica contribuindo com a maior porção de 64 % do total, seguido da biomassa com 8 % e eólica 3,5 %. A energia solar tem participação pequena na matriz elétrica brasileira (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016b).

A grande oferta de energia elétrica de origem hidráulica disponível é reflexo do vasto potencial hídrico natural do território brasileiro, gerado pelos sistemas climáticos e das características geomorfológicas.

Figura 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no Brasil em 2015.



Fonte: Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética (2016b).

Além disso, tem-se a motivação econômica deste tipo de aproveitamento, pois ele é um dos menos custosos, no leilão A-5 de 2016 teve por preço médio de usinas hidrelétrica valor de R\$175,80/MWh, enquanto projetos termoeletricos a gás natural ficaram próximos de R\$258/MWh e de biomassa em R\$235/MWh (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016a). No informe para imprensa sobre o leilão de reserva de 2015, os preços médios de empreendimentos de energia solar fotovoltaica e eólica foram respectivamente R\$297,75/MWh e R\$203,46/MWh (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015a). Os preços médios citados revelam a razão do predomínio dos aproveitamentos hidráulicos como fonte de energia no Brasil, pelo menos do ponto de vista econômico. E, o desafio de competitividade em relação ao aproveitamento das outras fontes de energia, principalmente em relação a solar fotovoltaica.

Assim, o uso do conjunto dos projetos hidráulicos fotovoltaicos pode permitir impacto no preço médio de energia, favorecendo a utilização dos dispositivos de conversão elétrica de energia de origem solar. Ainda, se na análise for possível se beneficiar da característica da complementaridade energética, é possível encontrar soluções com melhor aproveitamento das fontes energéticas, elevando possibilidade de otimização das configurações de sistema híbrido propostos, o que pode gerar consequência direta nos custos de um projeto.

Outro desafio do aproveitamento fotovoltaico é a intermitência diária, que pode ser superada pelos sistemas de armazenamento como solução técnica. E nesse tópico, é fundamental necessidade pelo correto dimensionamento técnico-econômico dos sistemas de acumulação envolvidos no empreendimento, de modo a se encontrar a solução mais robusta possível. Já que,

esses sistemas associados aos conversores de regime de corrente elétrica e os sistemas de controle agregam custos ao sistema híbrido.

As baterias recarregáveis são a aplicação mais comum nos sistemas híbridos geração de energia elétrica com a presença de energia fotovoltaica, pois possuem altas eficiências e podem suprir a carga de maneira imediata, se necessário, mas tem pouca densidade de acumulação de energia. Assim, dependendo da potência instalada e da carga elétrica demandada, elas podem compensar a intermitência por algum tempo com competência.

O sistema a célula de hidrogênio tem, no seu conjunto eletrolisador, tanque de hidrogênio e célula, uma eficiência de ciclo relativamente baixa em comparação as baterias, mas tem grande densidade de acumulação de energia e reduzida taxa de descarga, podendo compensar períodos de longa duração. A ideia de utilização do hidrogênio como sistema de acumulação, vem do conceito de o mesmo ser empregue como carregador de carga secundário de energia, uma das concepções da economia de hidrogênio associado a evolução da tecnologia de célula de combustível a hidrogênio nas últimas décadas, nos trabalhos de Siyal, Mentis e Howells (2015), Kim e Kim (2015) Sacramento et al (2013) e Kavadias, Apostolou e Kaldellis (2017) mostra-se diversas aplicações desse conceito.

A análise do comportamento do sistema é realizada pelo software de modelamento Homer, que simula, otimiza e realiza a análise de sensibilidade, com o objetivo de apresentar soluções que tenham o menor custo de ciclo de vida do projeto, assim é indispensável as entradas de dados econômicos, o que pode revelar soluções mistas técnico-econômicas relevantes para o planejamento de sistemas híbridos de energia.

Nesse trabalho, investiga-se da perspectiva teórica as relações de complementaridade energética entre as fontes de energia e seu impacto no sistema híbrido, de modo, a obter soluções técnico-econômicas para distintas cenarizações definidas. Com isso, determina-se tendências limites de comportamento do sistema hidroelétrico fotovoltaico com base nos índices de complementaridade energética.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Analisar o comportamento dos sistemas híbridos hidroelétricos fotovoltaicos na presença de dois sistemas de armazenamento distintos, utilizando o conceito de

complementaridade energética entre as fontes de energia como referência de cenarização da investigação.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

Os objetivos específicos são:

- Investigar o impacto de variações de complementaridade energética das curvas teóricas de disponibilidade energética em relação aos sistemas de armazenamento de energia;
- Obter tendências de comportamento dos sistemas de acumulação de energia para os cenários definidos;
- Obter soluções relacionadas a possibilidade de armazenamento sazonal.

## **1.2 HIPÓTESE**

O trabalho a ser realizado pretende elucidar se o uso do sistema de armazenamento a célula de hidrogênio e a baterias recarregáveis, apresenta viabilidade para utilização, tendo como base a investigação técnico-econômica pelo software Homer, além de considerar o método de análise da complementaridade energética entre as fontes de energia hidráulica e solar.

O uso de sistemas de acumulação a baterias recarregáveis e sistema a célula de combustível de hidrogênio são viáveis, tecnicamente e economicamente, em sistemas híbridos hidroelétricos fotovoltaicos isolados, para distintos níveis de complementaridade energética entre as fontes de energia.

## **1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

A dissertação tem 5 capítulos, a introdução, revisão bibliográfica, metodologia, resultados e as referências bibliográficas.

No primeiro é feita uma breve introdução aos temas abordados nesse trabalho, e após são definidos os objetivos geral e específicos.

No capítulo 2 está a revisão bibliográfica, que contém as bases conceituais dos temas compreendidos no estudo sobre os aproveitamentos hidroelétricos e fotovoltaicos, uma visão geral do hidrogênio, os sistemas de armazenamento de energia, os sistemas híbridos de geração de energia, a complementaridade energética e o software Homer.

No terceiro é exposta a metodologia aplicada, para a análise teórica com base na conceituação apresentada da revisão bibliográfica.

No capítulo 4 é apresentado os resultados encontrados na investigação realizada, divididos entre a cenarização dos casos de complementaridade energética e o estudo de armazenamento a longo prazo.

No capítulo 5 é feita a discussão dos resultados encontrados.

No capítulo 6 é feita a conclusão do trabalho e apresenta-se as sugestões futuras de continuidade.

No final são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo está presente a conceituação base para o posterior desenvolvimento da pesquisa, contém definições de conceitos, exposição matemática associada aos conceitos e características de tecnologias disponíveis. Nas subseções 2.1 e 2.2 é feita a conceituação sobre os aproveitamentos hidráulicos e fotovoltaicos, compreendendo seus aspectos físicos básicos de funcionamento, descrição de estruturas e recurso natural associado. Na 2.3 é revisado as diversas perspectivas de utilização e produção do hidrogênio. Em 2.4 é discutido os sistemas de armazenamento de energia, que engloba as baterias recarregáveis e o sistema a célula a combustível, e suas tecnologias disponíveis. Na subseção 2.5 faz-se a fundamentação sobre os sistemas híbridos de energia e a especificação sobre o caso hidráulico fotovoltaico. Em 2.6 é contextualizado o conceito de complementaridade energética e seu modelamento matemático envolvido, além de discussão de outros trabalhos realizados sobre o tema. E por fim em 2.7 é discutido a ferramenta informatizada de modelagem de sistemas híbridos de geração de energia utilizada nesse trabalho, apresentando seu funcionamento geral e equações usadas pelo software para modelagem.

### 2.1 APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO

A expressão que inicia a seção refere-se a conversão de energia de um potencial hidráulico presente em um rio para energia elétrica. Essa energia hidráulica presente no escoamento é acumulada em decorrência dos desníveis topográficos da região em que o fluxo de fluido passa, ou seja, energia potencial, que pode ser aproveitada através das estruturas, máquinas e equipamentos que compõe a usina hidrelétrica. Ela é constituída estruturalmente basicamente pela barragem, vertedouro, tomada de água, órgãos adutores, casa de força e duto de descarga. As finalidades básicas dessas estruturas são apresentadas a seguir conforme é exposto em Schreiber (1978) e Eletrobrás (1985):

**Barragem:** no caso de usinas com a presença de reservatório, ela tem função de acumular energia e aumentar o nível mínimo de vazão que naturalmente ocorre no leito do rio, assim regularizando-a. Em aproveitamentos sem acumulação de água a barragem tem função apenas de regular o nível da água em relação a tomada de água. Além disso ela concentra o desnível do rio criando uma queda localizada em um ponto de escolha conveniente, como um local de cachoeira por exemplo.

**Vertedouro:** tem função de escoar excesso de água afluyente no local do aproveitamento, basicamente ele pode ser projetado de dois modos, no próprio corpo da barragem ou por um canal lateral.

**Tomada de água:** estrutura de captação de água da usina, que impede a entrada de sólidos e corpos flutuantes transportados pelo fluxo de fluido através de grades de proteção. E permite o ensecamento do circuito hidráulico de geração para manutenções ou outras situações de contingência.

**Órgãos adutores:** construções que fazem conexão entre a tomada de água e a casa de força. Pode ser diretamente um duto de alta pressão. Em usinas de derivação ocorre uma adução por canal ou duto de baixa pressão antes do conduto de alta pressão, nesses casos pode ser necessário a construção de uma chaminé de equilíbrio para alívio dos efeitos de pressão e velocidade no interior da tubulação forçada devido ao fechamento e armazenar água para posterior abertura das turbinas.

**Casa de força:** estão presentes os equipamentos necessários para operação e manutenção, e as máquinas de conversão de energia, a turbina, que extrai a energia acumulada na água e converte em energia mecânica de eixo, e o gerador elétrico, onde é realizada a transformação eletromecânica de energia.

**Duto de descarga:** estrutura de saída de água da usina após passagem pelo circuito hidráulico de geração, que deve ser dimensionada de modo a evitar erosões a jusante da descarga.

As usinas hidrelétricas podem variar sua solução tecnológica para cada uma das estruturas que a compõe, pois, cada potencial hidráulico tem características topográficas, geológicas e socioambientais específicas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016c). Assim existem diversas classificações para suas características. Dentre elas cita-se os tipos tendo como base a presença ou não de reservatório de acumulação. Como já citado no presente texto, o reservatório tem função acumular energia, de modo a reduzir a dependência da variabilidade hidrológica como restrição de produção de energia, principalmente em períodos de escassez.

As usinas a fio d'água se definem por não possuírem um reservatório de acumulação, assim sua potência instalada será mais dependente do comportamento hidrológico do rio, ou seja, estão limitados a restrição da vazão mínima do rio, que deverá ser parâmetro de topo para o dimensionamento do aproveitamento (ELETROBRÁS, 1985). Mas são vantagem por reduzirem os impactos ambientais causados pela área alagada de um grande reservatório.

A análise hidrológica do rio faz-se imprescindível para a quantificação do recurso natural energético disponível, a primeira etapa é a investigação empírica pela coleta de dados de vazão por um período que confira robustez a solução, geralmente de utiliza-se intervalos de mais de 20 anos (SCHREIBER, 1978). Após essa etapa é feita a análise estatística dos dados para produzir a curva de permanência, que relaciona em termos percentuais a ocorrência de determinada vazão com base nos dados coletados, isso serve de fundamento para se dimensionar a usina hidrelétrica, de acordo com o Manual de Minicentrals Hidrelétrica da Eletrobrás (1985).

O recurso energético hidráulico pode ser representado em médias mensais de todos os anos de dados disponíveis, o que ilustra o comportamento aproximado da vazão durante a ocorrência de um ano, conveniente para simplificação de modelamento matemático de aproveitamentos hidroelétricos.

Nesse trabalho foi utilizado uma adaptação da função utilizada por Beluco (2001) para se estimar uma curva de disponibilidade energética hidráulica durante o intervalo de um ano, essa expressão senoidal estima uma curva teórica de vazão (Q) se baseando nas vazões máxima e mínima ocorridas durante o ano em determinados local de referência selecionado.

$$Q = \bar{Q} + (Q_{m\acute{a}x} - \bar{Q}) * \text{sen} \left[ \frac{2\pi}{365} (t - [d_h - 270]) \right] \quad (1)$$

$$\bar{Q} = \frac{(Q_{m\acute{i}n} + Q_{m\acute{a}x})}{2}$$

Onde  $Q_{m\acute{i}n}$  é a vazão mínima,  $Q_{m\acute{a}x}$  corresponde a vazão máxima, t é o tempo em dias e  $d_h$  o dia em que ocorre o mínimo de disponibilidade.

## 2.2 APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO

O aproveitamento de energia solar para elétrica diretamente é possível devido ao efeito fotovoltaico, que através de materiais semicondutores dopados transformam a luz solar em eletricidade.

Esses semicondutores são caracterizados pela presença de impurezas dopantes p e n, que respectivamente geram lacunas ou excesso de elétrons, assim formando na fronteira da união dos dois tipos de materiais a junção p-n, e conseqüentemente um campo elétrico permanente no material. Esse campo na presença da radiação solar excitam os elétrons livres, que começam a



se mover na direção do dopante p para o n, e as lacunas na direção contrária, desse modo gera-se uma diferença de potencial capaz de ser conectada a um circuito externo (SORENSEN, 2007).

A célula solar é formada por camadas finas dos semicondutores dopados, de modo a se obter a maior potência de conversão de energia possível. As células são agrupadas em série formando um módulo fotovoltaico de tensão de saída adequada, esses módulos são arranjados em série e paralelo de modo a se definir os parâmetros elétricos de corrente elétrica e tensão saída, assim constituindo o painel solar (TWIDELL e WEIR, 2015).

No mercado é dominante os painéis solares feitos de silício, que possuem eficiências variando entre 7% a 17% de eficiência de conversão elétrica, as menores correspondem a filmes de silício amorfo, que são produzidos por menor custo por potência, os de maior rendimento correspondem as estruturas monocristalina e policristalina (TWIDELL e WEIR, 2015).

Esses dispositivos têm característica de gerar energia em corrente contínua em sua saída, logo é necessário para aplicações em corrente alternada sua conversão através de inversores de frequência.

O recurso energético solar extraterrestre disponível é limitado pela constante solar, que é a energia emitida pelo Sol por unidade de tempo recebida por uma unidade de área superficial perpendicular a direção de propagação da radiação na distância de uma unidade astronômica (au) do Sol, sendo  $1367 \text{ W/m}^2$  (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A radiação solar total, após ultrapassar a atmosfera, é dividida entre radiação difusa e direta, a primeira parcela corresponde a fração que é espalhada pela atmosfera, a outra refere-se aos raios remanescentes não distribuídos. Na superfície terrestre ainda pode se considerar uma parcela proveniente da refletividade dos elementos de entorno (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A radiação solar tem variações significativas do modo como incide na superfície terrestre, dependendo da localidade e do período do ano, assim pela previsibilidade dos movimentos do planeta é possível estimar o perfil de incidência solar em uma localidade durante o ano, de modo a se definir o melhor posicionamento dos painéis solares. Além de poder estimar a disponibilidade energética solar em determinado local durante o ano.

Na seção 2.6.2 são mostrados as equações e o detalhamento dos conceitos baseados em Duffie e Beckman, que através do software Homer modela os dados de recurso solar, como ele incide nos painéis fotovoltaicos e a potência de saída gerada pelos mesmos.

Em Beluco (2001) são apresentadas funções para se modular de maneira teórica a disponibilidade solar em um local tendo como base os valores de máximo e mínimo de radiação solar incidente, e dos tempos de insolação diária durante o período de um ano. Nesse trabalho as equações foram utilizadas com uma adaptação no período para que coincida com o número de dias de um ano.

$$P_{s\ máx} = \bar{P} + (P_{s\ máx\ máx} - \bar{P}) * \text{sen} \left[ \frac{2\pi}{365} (t - [d_s - 270]) \right] \quad (2)$$

$$\bar{P}_{s\ máx} = \frac{(P_{s\ máx\ mín} + P_{s\ máx\ máx})}{2}$$

Onde  $P_{s\ máx}$  é a potência máxima da radiação incidente disponível,  $P_{s\ máx\ mín}$  e  $P_{s\ máx\ máx}$  são respectivamente as potências mínimas e máximas que ocorrem no ano,  $t$  o tempo em dias e  $d_s$  o dia do ano que ocorre o mínimo de disponibilidade solar da curva de máxima potência.

A próxima equação modula a variação do tempo de insolação diária ( $\delta_H$ ) através do ano, tendo como base o tamanho do menor ( $\delta_{H\ mín}$ ) e maior ( $\delta_{H\ máx}$ ) dia do ano em horas, e o tempo ( $t$ ) em dias.

$$\delta_H = \bar{\delta}_H + (\delta_{H\ máx} - \bar{\delta}_H) * \text{sen} \left[ \frac{2\pi}{365} (t - [d_s - 270]) \right], \quad \bar{\delta}_H = \frac{(\delta_{H\ mín} + \delta_{H\ máx})}{2} \quad (3)$$

A equação (4) reúne os dois resultados das funções anteriores, de modo a se obter uma curva de disponibilidade solar resultante com cada dia modulado durante todo ano.

$$P_s \begin{cases} P_{s\ máx} * \text{sen} \left[ \frac{\pi t_h}{\delta_H} \right], \text{ se } \text{sen} \left[ \frac{\pi t_h}{\delta_H} \right] > 0 \\ 0, \text{ se } \text{sen} \left[ \frac{\pi t_h}{\delta_H} \right] < 0 \end{cases}, \quad t_h = \left[ 24(t - t_d) - \left( 12 - \frac{\delta_H}{2} \right) \right] \quad (4)$$

Onde  $P_s$  é a potência solar incidente por unidade de área.

## 2.3 O HIDROGÊNIO

A utilização do hidrogênio começa na indústria química no início do século 20, principalmente para síntese de compostos químicos e na produção de fertilizantes. Outra aplicação era como gás de cidade para iluminação e utilização doméstica em alguns países. Mais recentemente, em razão da conceituação da economia de hidrogênio, fundamenta-se a utilização do gás hidrogênio como carregador secundário de energia para uso como combustível (BALL e WEEDA, 2015; SHARMA e GHOSHAL, 2015).

O maior impacto esperado é no setor de transportes associado a tecnologia da célula a combustível de hidrogênio, que utiliza o hidrogênio para produção de energia. A fonte de produção desse hidrogênio deve ser renovável, de modo, a realmente gerar impacto ambiental positivo. Nos trabalhos, de Siyal, Mentis e Howells (2015), Kim e Kim (2015) e de Sacramento et al (2013), são mostrados sistemas com essa proposta de geração de hidrogênio renovável. No primeiro artigo, tem-se a proposta de produção a partir da fonte eólica isolada na Suécia, para alimentar pontos abastecimento de transporte rodoviário. No segundo, é feito o modelamento de uma rede integrada composta pelas fontes de energia solar fotovoltaica, eólica e biomassa. E no último, mostra-se modelamento para estudar a viabilidade da proposta de produção de gás hidrogênio por fontes eólica e fotovoltaica no estado do Ceará.

Mais recente, Kavadias, Apostolou e Kaldellis (2017), mostram um estudo de modelamento e otimização para o aproveitamento de excesso de energia das fontes renováveis para produção de hidrogênio, no caso, é analisado uma rede isolada em pequenas ilhas na Grécia. É proposto tanto a utilização como combustível rodoviário, quanto para acumulação de energia para própria rede elétrica, nessa perspectiva, utiliza-se o hidrogênio no momento apropriado de maior demanda elétrica do sistema, através de uma célula de combustível.

A abordagem de uso do hidrogênio como sistema de acumulação de energia é outra possibilidade de utilização como carregador secundário de energia. Nos trabalhos a seguir, é mostrado a importância dessa abordagem de acumulação nas mais diversas perspectivas de estudo.

No trabalho de Vanhanen, Lund e Tolonen (1998), é testado um arranjo de um sistema de acumulação a hidrogênio, com objetivo de armazenamento sazonal de pequena escala, composto por um eletrolisador, tanque para estocagem com hidretos metálicos e célula a combustível. Nos testes, foi alcançado uma eficiência de ciclo de 24% a 35%, com projeção de se chegar a 40%.

Em Marchenko e Solomin (2015), é feito um trabalho de comparação de sistemas de acumulação, sendo um deles o sistema a hidrogênio, com proposta de produção de hidrogênio por duas formas, a eletrólise e a termólise, na primeira se utiliza a energia elétrica e na segunda energia térmica de fonte nuclear.

No artigo de Cau et al (2014), é realizado um estudo de controle de um sistema a acumulação de hidrogênio em uma micro rede isolada, que utiliza as fontes de energia solar fotovoltaica e eólica para geração de energia. A gestão energética do sistema de acumulação é feita de modo a se reduzir seus custos operação, em relação ao cenário que se considere apenas o desempenho energético.

Outro trabalho de gestão de potência, foi realizado por Wang e Nehrir (2008) numa rede eólica, fotovoltaica com acumulação em hidrogênio. Na rede proposta, considera-se cenários de dias típicos de verão e inverno em Montana, e mostra-se o comportamento do sistema em operação.

Ainda, na utilização do hidrogênio como acumulação, estuda-se a possibilidade de estocagem em larga escala, pela injeção subterrânea em reservatórios, cavernas e aquíferos salinos. Em Bai et al (2014) e Sainz-Garcia et al (2017), analisa-se a possibilidade desse tipo de aplicação. No primeiro, é revisado a possibilidade dessa aplicação, e mais a prospecção na China. No segundo, investiga-se a viabilidade de implementação desta técnica num aquífero salino na Espanha, pelos resultados, infere-se a possibilidade de se estocar o gás hidrogênio até sem a necessidade de gás de base.

As possibilidades de aplicações do uso do hidrogênio como carregador de energia são diversas, e para cada uma delas está associado seu método de produção, nos trabalhos revisados fica ressaltado principalmente a eletrólise, devido a sua conveniente relação com a energia elétrica, mas existem distintos processos de produção que podem ser mais vantajosos para cada uso específico. Exemplificando, na indústria petroquímica, a produção é realizada pela reformação a vapor de hidrocarbonetos.

Assim, de Holladay et al (2009), resalta-se a reformação de hidrocarbonetos a vapor, gaseificação de biomassa, termólise, fotoeletrólise e eletrólise da água. A reformação a vapor de hidrocarbonetos ocorre pelo encontro do vapor de água, em altas temperaturas, com o hidrocarboneto, na presença de um catalisador metálico para se formar gás hidrogênio e monóxido de carbono. A gaseificação é um processo termoquímico de decomposição por oxidação parcial de matéria orgânica sólida, que produz o gás de síntese, composto gás hidrogênio, monóxido de carbono, metano, dióxido de carbono e gás nitrogênio. A termólise é

a divisão da água pelo calor em hidrogênio e oxigênio, isso é realizado na presença de reagentes para se reduzir a temperatura de decomposição da água, de 2500°C. A fotoeletrolise, divide a água utilizando materiais semicondutores, de modo semelhante aos painéis fotovoltaicos para geração de energia, mas ao invés de gerar corrente elétrica para um circuito, ocorre a divisão da água, devido aos eletrodos semicondutores serem mergulhados em um eletrólito aquoso. A eletrolise é a conversão de energia elétrica para energia química pela quebra a molécula de água, que resulta na formação dos gases hidrogênio e oxigênio.

## 2.4 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os sistemas de armazenamento de energia são indispensáveis para redes de energia elétrica que possuem em sua composição fontes de energia alternativas, pois muitas delas têm característica de geração inconstante e até intermitentes, assim podem não coincidir no tempo a sua produção de energia necessária abastecer a carga, ou ainda se adicionar em momentos em que a demanda é baixa ocasionando desperdício de energia útil (HUGGINS, 2016).

Os aproveitamentos de energia solar fotovoltaica são dependentes do ciclo diário de insolação solar, para contornar a possibilidade de falha no abastecimento da carga elétrica nos momentos de noite faz-se necessário o uso do armazenamento energético de modo a equilibrar a geração e demanda.

No trabalho de Rahman, Baseer e Rehman (2015), é feita uma extensa revisão dos diversos sistemas de acumulação disponíveis para se armazenar energia de origem elétrica, sendo classificados pelo processo de acumulação, como sistemas elétricos, mecânicos, eletroquímicos ou térmicos. Ao fim, é analisado o caso da Arábia Saudita, em função das características técnicas e econômicas dos equipamentos, e as características locais, o que revela preferência por tecnologias de baterias.

Em Ding et al (2015), apresenta também um a sólida revisão de sistemas de armazenamento de energia. Mas, com o foco em sistemas de origem solar, seja fotovoltaica ou térmica. No artigo, discute-se os requerimentos para a acumulação a partir dos sistemas solares. Pois, existe distinção entre os tipos de aproveitamentos, se os sistemas de geração solar são de larga escala ou de geração distribuída, ou se são térmicos ou elétricos. Logo, para cada caso específico obtém-se diferentes soluções técnico-econômicas possíveis, baseando-se nas suas características, como eficiência de ciclo, capacidade, vida útil, confiabilidade e resposta em relação a carga elétrica.

Na revisão de Amirante et al (2017), adicionalmente em relação aos trabalhos anteriormente citados, tem-se uma ênfase nas tecnologias do hidrogênio, mostrando diversas abordagens de produção, estocagem e usos aplicados. Ressalta-se, a utilização como sistema de acumulação e o uso como aditivo de combustíveis, com o objetivo de se alcançar processos de combustão mais limpos. A utilização do hidrogênio como sistema de acumulação, funciona pela conversão de excessos de energia através da eletrólise em gás hidrogênio, e estocada para posterior utilização em células de combustível ou combustão direta.

No estudo de Pellow et al (2015), os sistemas de acumulação são analisados energeticamente, utilizando como variável de referência para análise a eficiência de ciclo na operação e pelo dispêndio energético na sua produção em relação a energia acumulada durante seu ciclo de vida. Nos resultados, determina-se que a relação à energia investida na produção da célula de combustível é menor que as baterias de lítio (menor das baterias), ou seja, a célula produz mais energia por energia investida durante seu ciclo de vida. Isso ocorre, pelos altos custos energéticos na produção dos materiais das baterias. Mas, maiores em relação a sistemas de acumulação a ar comprimido e bombeamento hidráulico, apesar de dependentes de características geográficas específicas para implementação. Já pela perspectiva de operação ocorre o oposto, pois a eficiência das baterias de lítio chega a 83% contra 30% do sistema a célula combustível. Ainda, é analisado a energia investida nos sistemas em relação ao excesso de geração pelas fontes de energia, para se determinar se é preferível instalar os sistemas de armazenamento ou desperdiçá-la. Em relação a energia fotovoltaica, é favorável implementar os sistemas de acumulação, devido ao alto dispêndio de energia na produção dos painéis solares, sendo prioritariamente selecionado as baterias de lítio a frente do sistema a célula de combustível, devido a eficiência. Já para a geração eólica, o corte da geração tende a ser melhor solução, exceto pelos sistemas de bombeamento hidráulico e a ar comprimido.

Nas subseções seguintes é feita a fundamentação teórica dos sistemas de armazenamento de energia, que posteriormente serão utilizados como componentes do sistema híbrido de energia em estudo, as baterias recarregáveis e o sistema a célula de combustível a hidrogênio.

#### **2.4.1 Baterias Recarregáveis**

Nestes dispositivos a energia é armazenada de forma química a partir de sua origem elétrica. Em consequência dessa característica da conversão eletroquímica as eficiências dessas

baterias são elevadas, já que não dependem de partes mecânicas móveis para seu funcionamento.

A unidade básica eletroquímica das baterias é chamada de célula, e essa última é formada pelos eletrodos, ânodo e cátodo que respectivamente fornecem e aceitam, os elétrons do circuito externo. E pelo eletrólito, que é o condutor iônico localizado entre os eletrodos, e tem função de meio de transferência de carga através de íons. Os materiais vantajosos para compor os eletrodos da célula devem possuir tensão e capacidade elevadas, e serem leves. Em relação ao eletrólito, deve ter alta condutividade iônica, baixa condutividade eletrônica, não reatividade com o material dos eletrodos e pequena mudança de propriedades com variação de temperatura (LINDEN, 2001a).

A seleção dos materiais dos eletrodos e do eletrólito definem os tipos de baterias existentes. E cada uma terá características específicas resultantes dessa combinação, com vantagens e desvantagens dependendo da sua aplicação, como as baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel hidreto-metálico e lítio-íon. Exemplificando, esses tipos têm distintas faixas de temperatura de operação eficiente, características elétricas, distintas possibilidades de design de estrutura e construção. A durabilidade dos dispositivos também varia conforme os tipos de baterias, pois cada arranjo de eletrodos e eletrólitos tem limites de operação distintos. Quando a descarga é muito profunda a reação química tende um lado, enquanto na direção de recarga e possivelmente sobrecarga ocorre no sentido inverso. Essas duas situações tendem a degradar o sistema químico conforme os seus limites, o que pode levar a redução da vida útil da bateria. Ainda, a longevidade das baterias é padronizada pela da quantidade de ciclos de carga e descarga até sua falha (DING et al, 2015; LINDEN, 2001b).

A baterias de chumbo-ácido operam com um eletrodo de chumbo como ânodo e outro de dióxido de chumbo, o cátodo, os dois são mergulhados no ácido sulfúrico, o eletrólito. O processo químico durante a operação da célula no sentido de descarga forma o precipitado sulfato de chumbo e água consumindo o ácido sulfúrico, e na recarga ocorre o inverso com a formação do dióxido de chumbo e chumbo metálico. Isso tem implicações em algumas de suas características, como o eletrólito ser o fator limitante de capacidade em alguns modelos. E a degradação da bateria em caso de sobrecarga, pois ao ultrapassar a carga total, a tensão da célula aumenta acima do limite de formação de gás e a reação de eletrólise se inicia formando hidrogênio e oxigênio, resultando em perda de água. Outra consequência química é a descarga natural, já que o equilíbrio das reações no eletrodo é na direção de descarga devido seu estado mais estável termodinamicamente (SALKIND, CANNONE e TRUMBURE, 2001).

As baterias de chumbo ácido têm algumas diferenças em modelos específicos, como as automotivas, as estacionárias industriais e as reguladas por válvulas/seladas. A primeira é uma das mais populares, sua principal função é iniciar um motor de combustão interna de automóvel. Logo, deve sustentar pequenas descargas em altas correntes, por esse motivo elas têm baixa resistência interna e isso gera mudanças consideráveis no design do modelo. Algumas das limitações associadas ao modelo são o curto ciclo de vida, baixa retenção de carga e armazenagem de energia. As baterias estacionárias são destinadas tipicamente a aplicações de armazenagem de energia para sistemas fotovoltaicos, armazenagem de reserva emergencial para sistemas prioritários e nivelamento de carga elétrica. Elas são projetadas com excesso de eletrólito para minimização de manutenções e serem moderadamente sobrecarregadas, e também tem maior vida útil. As baterias de chumbo ácido seladas tem como principal vantagem de design a não dependência de manutenção constante. Pois, através da válvula de regulação os gases se mantêm confinados evitando perda de água considerando os limites de operação normal, caso contrário os gases oxigênio e hidrogênio podem ser expelidos da célula. Além disso, esse modelo opera com uma quantidade limitada de eletrólito, que é confinado em um material poroso ou em gel pela adição de sílica no eletrólito. Esse tipo de bateria tem alta taxa de capacidade, rápida recarga, maior sensibilidade a temperatura e sobrecarga (SALKIND, CANNONE e TRUMBURE, 2001 e SALKIND et al, 2001).

A bateria de níquel-cádmio é composta pelos eletrodos de oxi-hidróxido de níquel e cádmio, e o eletrólito alcalino hidróxido de potássio. Durante a descarga o oxi-hidróxido de níquel é reduzido formando hidróxido de níquel divalente com consumo de água, e o cádmio oxida-se formando hidróxido de cádmio. Na operação de recarga a reação química ocorre no sentido inverso. Nesse dispositivo o eletrólito apenas tem função de ser meio de transferência dos íons diferente da célula de chumbo ácido, portanto ele não é consumido na reação química envolvida no ciclo de carga e descarga. As características distintas dessa composição são sua confiabilidade e vida longa, devido seu projeto robusto mecanicamente. Ainda, poder operar em stress elétrico e térmico, como em sobrecarga e descargas profundas e altas temperaturas com maior resiliência. A desvantagem mais notável é a possibilidade do efeito memória em alguns desenhos. As aplicações mais comuns são as industriais, mas não limitadas. Exemplificando, foram originalmente desenvolvidas para funções de tração como em transporte ferroviário e metroviário, ou em sistemas prioritários em modelos estacionários (NILSSON e BAKER, 2001).



Os dispositivos de níquel hidreto-metálico, os eletrodos são o oxi-hidróxido de níquel igualmente as baterias de níquel cádmio, o outro e o hidrogênio ligado a uma liga metálica formando o hidreto metálico. E o hidróxido de potássio atua como eletrólito. Durante o ciclo de carga e descarga ocorre a reação de absorção e dessorção do hidrogênio da liga metálica. A bateria de níquel hidreto-metálico tem características semelhantes do design de níquel cádmio, com diferenças como menores limites de stress térmico e elétrico, e com maior densidade de energia. Esta última a principal vantagem do modelo, afora a ausência de cádmio que é um metal pesado tóxico. As aplicações variam de dispositivos eletrônicos a veículos elétricos. E a perspectivas futuras são de que superem os dispositivos de níquel cádmio (LINDEN e MAGNUSEN, 2001 e FETCENKO, 2001).

Na tabela 1 são mostrados os parâmetros técnicos de cada tipo de bateria fundamentada nos parágrafos anteriores.

Tabela 1 – Parâmetros Técnicos de Distintos Tipos de Baterias Recarregáveis.

<b>Parâmetros Técnicos</b>	<b>Tipos de Baterias</b>			
	<b>Chumbo- Ácido</b>	<b>Níquel- Cádmio</b>	<b>Níquel Hidreto- Metálico</b>	<b>Lítio-íon</b>
Tensão				
Nominal na Célula (V)	2,0	1,2	1,2	4,0
Temperatura de Operação (°C)	-40 a 55	-20 a 60	-20 a 50	-20 a 50
Energia Específica (Wh/kg)	10 a 35	10 a 40	75	150
Densidade de Energia (Wh/L)	50 a 90	15 a 100	240	400
Eficiência elétrica (%)	80-90	70-80	65-70	90-99
Vida útil em Ciclos	250-1500	300-10.000	300-600	1000+
Vida útil em Anos	2 a 25	2 a 25	2 a 5	Acima de 5

Fonte: Ehrlich, (2001), Fetcenko, (2001), Linden e Magnusen (2001), Nilsson e Baker, (2001), Rahman; Baseer; Rehman (2015), Salkind, Cannone e Trumbure, (2001), e Salkind et al, (2001).

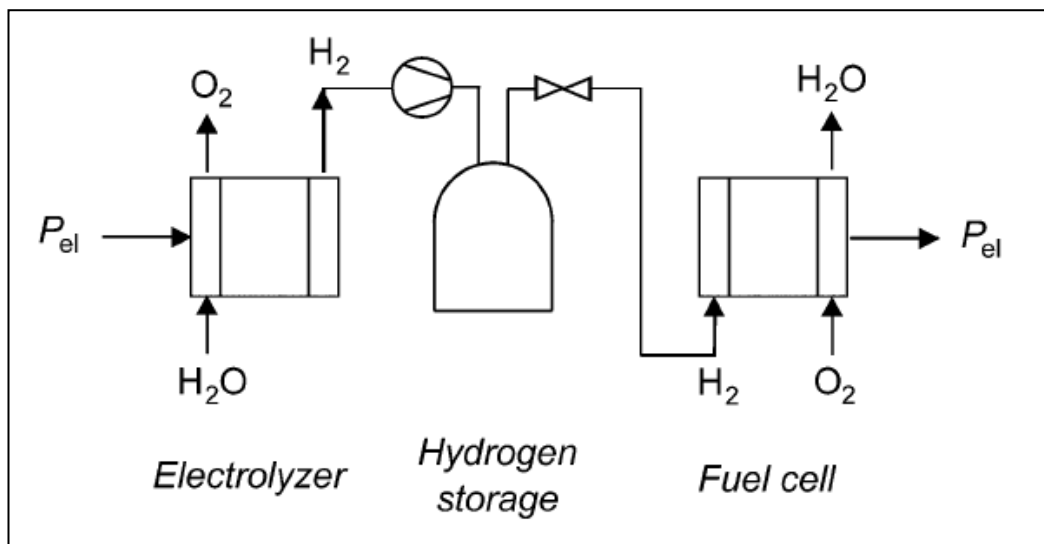
As baterias de lítio-íon eletroquimicamente são formadas por um eletrodo de óxido metálico de lítio e o outro de carbono litiado. O eletrólito pode ser contido em um filme

polimérico micro poroso que isola os eletrodos, uma camada de gel polimérico ou sólido dependendo da variante. No ciclo de operação da bateria, os íons de lítio são trocados entre os eletrodos, mas sem causar mudança estrutural significativa dos mesmos para garantia da reversibilidade química do processo. Esse tipo de dispositivo tem tensão de operação mais elevada em relação aos outros tipos de baterias, o que implica menos células para uma dada tensão. Assim, tem maior densidade energética, alta capacidade de potência de descarga e eficiência energética. Outra vantagem é a ausência do efeito memória presente em outros tipos. Ainda, essas baterias apresentam longa vida em regimes de profundas descargas em comparação as outras citadas anteriormente. A sensibilidade térmica é uma de suas desvantagens. Além do seu alto custo (EHRLICH, 2001).

#### 2.4.2 Sistema de Célula a Combustível

O sistema de armazenamento de energia a célula a combustível a hidrogênio é composto pelo eletrolisador, o tanque de estoque de combustível e a célula de combustível. No primeiro ocorre a produção do hidrogênio, que será utilizado na célula como combustível para geração de energia elétrica, e no tanque o hidrogênio é armazenado. Na figura 2, mostra-se um esquema simplificado do arranjo desse sistema.

Figura 2 – Esquema do Sistema de Armazenamento a Hidrogênio.



Fonte: Pellow et al (2015)

Nas subseções seguintes são definidos os componentes desse sistema e suas tecnologias mais maduras.

#### 2.4.2.1. Eletrolisador

O eletrolisador é o dispositivo do sistema onde ocorre a eletrólise da água, que é uma reação eletroquímica que dissocia a molécula de água e posteriormente forma hidrogênio e oxigênio como produtos. As tecnologias mais usadas nos dispositivos são a de eletrólito alcalino, óxido sólido e membrana polimérica.

A eletrólise alcalina tem característica de possuir dois eletrodos imersos em uma solução líquida entre 20-30% de hidróxido de potássio, os dois eletrodos são separados por um diafragma permeável aos íons hidroxila, que mantém os produtos gasosos separados por motivos segurança e aumento de eficiência. Algumas de suas vantagens são a tecnologia madura presente no mercado, baixo custo e o uso de catalisadores não nobres, em contrapartida a baixa densidade de corrente, possibilidade de contaminação cruzada dos gases e o eletrólito corrosivo são alguns dos pontos negativos dessa técnica. As eficiências desta modalidade variam entre 62-82% e vida útil chegando a 90.000 horas (CARMO et al, 2013).

A eletrólise em óxido sólido é caracterizada pela alta temperatura de operação entre 500-1000 C°, o vapor entra no lado do cátodo, onde é dissociado, o eletrólito óxido é um condutor iônico, que transporta os íons oxigênio através de si e forma no ânodo, o gás oxigênio. Esta técnica tem alcançado eficiências entre 70-90% em laboratório, mas ainda está em fase de extensiva pesquisa (MANAGE et al, 2011).

O eletrólito de membrana polimérica é responsável por uma elevada condutividade de prótons, no caso cátions hidrogênio partem do ânodo em direção ao cátodo, onde forma-se o gás hidrogênio. A pequena espessura da membrana é uma das características que causa a maioria das vantagens desta técnica, dentre elas a alta eficiência (entre 67-82%), alta pureza dos gases e sistema compacto. Suas principais desvantagens são o alto custo, ambiente ácido corrosivo e menor durabilidade, inferior a 20.000 horas (CARMO et al, 2013).

#### 2.4.2.2. Tanques de Gás Hidrogênio

As três maneiras de se armazenar o gás hidrogênio são como gás comprimido, líquido e em hidretos metálicos. No primeiro modo o gás hidrogênio é comprimido em cilindros

projetados especificamente para suportar as altas pressões. A sua pressurização é um processo de uso intensivo de energia, mas isso pode ser compensado pela quantidade armazenada, já que a taxa de perdas não acompanha o aumento de pressão. O armazenamento líquido a baixa pressão requer que o hidrogênio seja resfriado a 22 K, para ser condensado. Esse processo tem um gasto de energia para o gás hidrogênio de aproximadamente 30% do próprio potencial combustível. O recipiente deve ser espesso com paredes duplas reforçadas isolado a vácuo para manter a temperatura de liquefação. No método pela formação de hidretos metálicos, os metais são colocados nos recipientes de armazenamento em finíssimos pós, que agem como esponjas absorvendo gás hidrogênio, isso ocorre pela dissociação do mesmo em átomos e posteriormente sua ligação com os metais, formando os hidretos metálicos (Metal Hydrides), esses aumentam a capacidade de armazenamento de hidrogênio no recipiente em relação aos métodos anteriores ao custo de se aumentar a massa do arranjo (BAGOTSKY, 2012 e O'HAYRE et al, 2016).

No trabalho de Ozaki et al (2014), mostra-se uma comparação das tecnologias de estocagem de hidrogênio para larga escala, as já citadas acima, e inclusive em hidrato de clatrato, que é o aprisionamento de moléculas gasosas numa estrutura cristalina formada por água em estado sólido. Nos resultados, a tecnologia de hidrato de clatrato tem melhor desempenho econômico e a menor extensão de área utilizada para planta. A de gás em alta pressão tem o segundo melhor desempenho econômico, mas com extensão de área mais que duas vezes o valor da tecnologia de hidrato de clatrato. A tecnologia em hidretos metálicos acaba sendo a mais antieconômica das tecnologias analisadas.

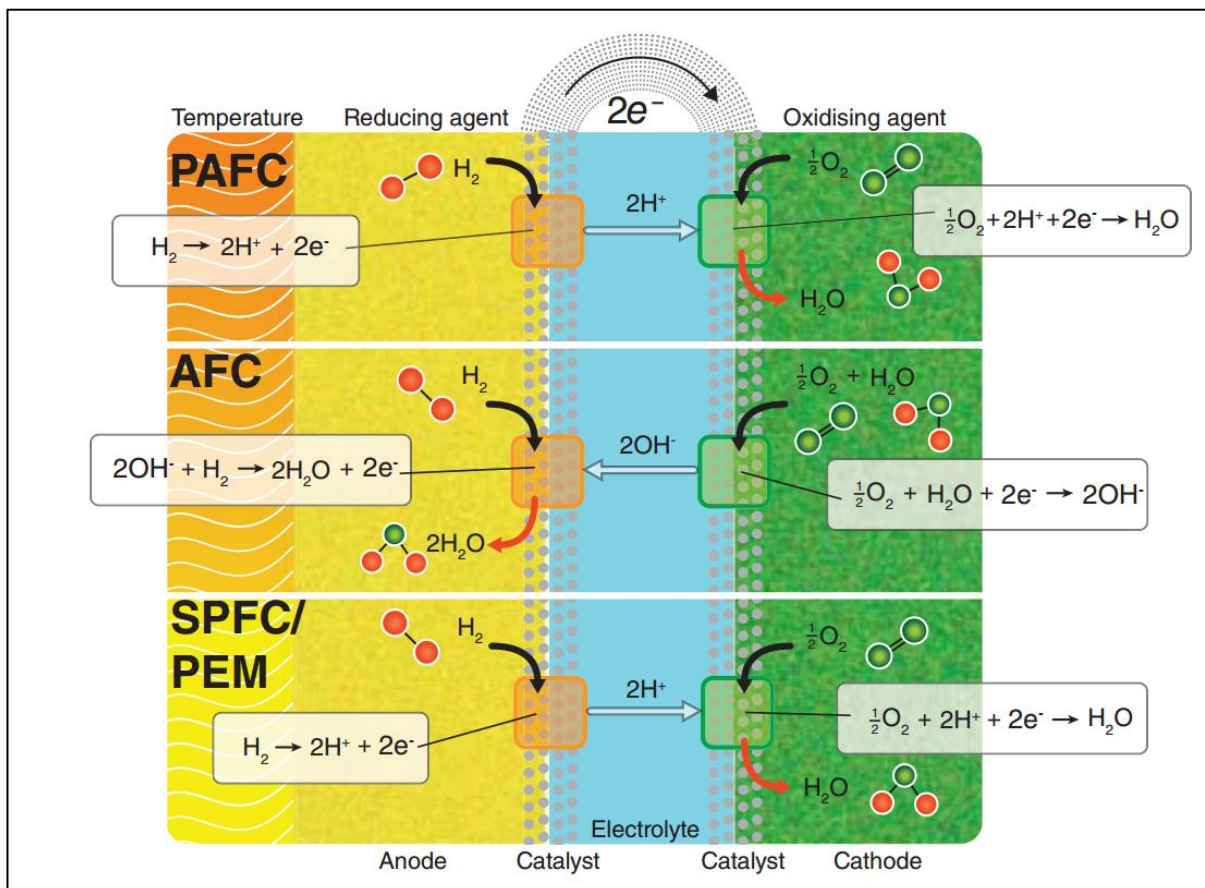
#### 2.4.2.3. Célula a Combustível de Hidrogênio

Essa tecnologia permite a conversão de energia química para elétrica diretamente, ela é composta fisicamente por uma camada de eletrólito entre dois eletrodos porosos conectados a um circuito elétrico externo. A função do eletrólito é elevar a condutividade iônica dentro da célula para que os íons cruzem pelo mesmo, de um eletrodo ao outro. Esses eletrólitos podem ser alcalinos ou ácidos dependendo do tipo de célula em que é empregado, sua diferença está no carregador de carga, sendo respectivamente íons hidroxila para o tipo básico, e íons hidrogênio para o outro. Esses carregadores, após atravessarem o eletrólito, formam água como produto final. Nos eletrodos se introduz catalisadores metálicos afim de aumentar a velocidade dos processos de ionização dos reagentes, esses últimos devem ser fornecidos constantemente enquanto a célula estiver operando. Além disso os eletrodos têm função de conduzir os elétrons

pelo circuito externo para entregar a potência elétrica gerada no processo (ALASWAD et al, 2016; O'HAYRE et al, 2016; SORENSEN, 2012).

Existem três tecnologias de células que usam hidrogênio como combustível conforme o tipo de eletrólito a ácido fosfórico, membrana polimérica e alcalina. Na figura 3 é feita a comparação ilustrativa entre os três tipos de célula, sendo a primeira de ácido fosfórico (Phosphoric Acid Fuel Cell - PAFC), a do meio alcalina (Alkaline Fuel Cell - AFC) e por último a célula de eletrólito de membrana polimérica (Polymer Electrolyte Membrane - PEM). Os pontos de cor marrom referem-se ao catalizador metálico, a esquerda, os tons de amarelo a laranja representam a temperatura de operação de cada tipo e a seta corresponde ao caminho dos elétrons para o circuito externo do ânodo ao cátodo. E na tabela 2, tem-se a comparação das principais características de cada uma das tecnologias.

Figura 3 - Comparação Entre os Três Tipos de Células a Hidrogênio



Fonte: Adaptado de O'Hayre et al (2016)

Tabela 2 - Principais Características das Células de Combustível a Hidrogênio

Características	Tipos de Célula a combustível a Hidrogênio		
	Membrana polimérica	Ácido Fosfórico	Alcalina
Combustível	Hidrogênio	Hidrogênio	Hidrogênio
Catalisador	Platina	Platina	Platina/Níquel/Prata
Eletrólito	Nafion	Ácido Fosfórico	Hidróxido de potássio
Eficiência elétrica	40-60%	35-45%	60-70%
Temperatura de Operação	60-90 °C	180-200 °C	60-250 °C
Carregador de carga	Íon hidrogênio	Íon hidrogênio	Íon hidroxila

Fonte: Alaswad et al (2016), O'hayre et al (2016) e Bagotsky (2012).

No primeiro tipo de dispositivo o ácido fosfórico está contido numa matriz de carvão de silício, que confere força mecânica para o eletrólito, mantém os eletrodos separados e minimiza a mistura de reagente. O ácido fosfórico deve ser constantemente abastecido por causa da evaporação, que é consequência das altas temperaturas de operação da célula, apesar dessa desvantagem ele tem baixo valor de custo. Os eletrodos são constituídos de grafite poroso revestidos com o catalisador platina, componente custoso da célula (O'HAYRE et al, 2016).

A célula com eletrólito de membrana polimérica possui caráter ácido como a tecnologia anteriormente citada, a membrana é fina, flexível e transparente, e é revestida com uma fina camada de catalisador de platina na fronteira entre cada eletrodo de carbono poroso. Na membrana é necessária hidratação por água líquida para se manter a condutividade iônica. Essas células apresentam as maiores densidades de potência, melhor capacidade de ciclos de partida e parada e temperatura de operação reduzida em comparação com as outras tecnologias (O'HAYRE et al, 2016).

A célula alcalina caracteriza-se pela presença do hidróxido de potássio como eletrólito, como o ambiente é alcalino muitos catalisadores metálicos são estáveis em comparação as outras tecnologias, assim a platina pode ser substituída por níquel por exemplo, mas isso pode restringir sua faixa de temperatura de operação. A água resultante do processo no ânodo deve-se ser removida ao custo de diluir o hidróxido de potássio, levando a degradação de performance da célula. A concentração de íons hidroxila pode reduzir com o tempo do eletrólito, sendo necessário seu reabastecimento eventualmente (O'HAYRE et al, 2016; SORENSEN, 2012).

## 2.5 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

A expressão que inicia a seção é uma generalização para uma operação conjunta de distintos sistemas de geração de energia elétrica para se abastecer uma carga consumidora, seus componentes são os geradores de energia elétrica, sistemas de armazenamento de energia, conversores elétricos e a carga elétrica. Esses sistemas podem apresentar as mais variadas combinações conforme as disponibilidades naturais locais das fontes de energia.

Em Kaldellis (2010), por exemplo, é apresentado diversos tipos de topologias de sistemas híbridos eólicos como base para diversos casos de aplicações, como torres de comunicação e bombeamento de água em propriedades rurais, com respectivos sistemas isolados eólicos/diesel e eólico/fotovoltaico. Além disso, é fundamentado o uso dos sistemas de armazenamento de energia como harmonização da característica estocástica da geração de energia elétrica por fonte eólica, gerando capacidade energética de compensar períodos desalinhados de geração e consumo.

A determinação da combinação robusta do sistema híbrido em relação os recursos naturais disponíveis para alcançar o atendimento da carga demandada, necessita o dimensionamento e otimização dos sistemas através do modelamento matemático, que apresenta soluções com base em critérios relevantes relacionados com o arranjo dos componentes, como parâmetros técnicos, econômicos, sociopolíticos e ambientais. Esses critérios serão mais ou menos relevantes conforme a função objetivo a ser investigada (UPADHYAY e SHARMA, 2014).

No trabalho de Ren et al (2016) é feita a análise de otimização de uma rede híbrida composta por energia solar fotovoltaica, célula de combustível a gás natural com aproveitamento de calor e sistema de acumulação em baterias para um estabelecimento residencial localizado no Japão. No estudo, é aplicado um modelo de Programação Linear Inteira Mista, com os dados, restrições e as funções objetivo do problema, que resulta em três soluções, com ênfase ambiental, econômica e energética. Delas, conclui-se, que melhores performances ambientais e energéticas tendem a comprometer a abordagem econômica. Além disso, mostra-se a relação da rede híbrida com a conexão na rede de distribuição, que resulta em um comportamento distinto em cada solução, exemplificando, na solução econômica a eletricidade produzida pelo sistema fotovoltaico é quase toda vendida para a rede, enquanto na ambiental ocorre o oposto, ambas dependendo da variação do preço de compra pela companhia.

Em Isa et al (2016), é proposto um sistema parecido composto de um arranjo fotovoltaico, célula a combustível e baterias conectado à rede de distribuição em um hospital na Malásia, em comparação a um sistema isolado a diesel, tipicamente utilizado. Para o modelamento do sistema é utilizado o software Homer, apresentando soluções técnico-econômicas para o sistema híbrido. Na solução, sistema proposto tem o melhor desempenho econômico e segundo melhor ambiental, neste último, apenas fica atrás da mesma configuração, retirada as baterias, por uma pequena diferença. Esse sistema, atende à demanda durante todo período sem falhas, e ainda garante a operação do estabelecimento em ocasiões de falha de abastecimento da rede de distribuição, pelo sistema de acumulação em baterias.

No sistema modelado por Bhatt, Sharma e Saini (2016), com o Homer, tem como proposta analisar uma rede isolada, com combinações compostas por energia solar fotovoltaica, biomassa vegetal, biogás de origem animal, pequeno aproveitamento hidrelétrico e gerador a diesel, sendo todas combinações acompanhadas por sistemas de baterias, como solução de acumulação de energia, na Índia. No resultado, a configuração conjunta de todos os sistemas é a melhor opção encontrada, tanto economicamente quanto ambientalmente. Isso revela, que a entrada das fontes de biomassa, biogás e hidráulica diversificaram a rede, reduzindo a dependência da intermitência solar, das baterias e da geração a diesel, tornado a rede mais limpa e menos custosa.

Os trabalhos de Khan e Iqbal (2005) e Nelson, Nehrir e Wang (2006) são mostrados modelagens de sistemas, que se utiliza a célula de combustível como solução de acumulação de energia. Os primeiros testaram um sistema isolado, através do software Homer, com a presença de fontes eólica, fotovoltaica, diesel, baterias e a célula, e o resultado não é favorável ao sistema com a célula a combustível, devido ao alto custo de capital estimado, mas com a análise de sensibilidade é mostrado que a possibilidade futura de redução do custo pode viabilizar o mesmo. Na segunda referência, a análise é feita pelo software Matlab, com um sistema isolado semelhante ao anterior, exceto pela ausência do sistema a diesel. Nesse, é discutido a baixa eficiência de ciclo do sistema a célula de combustível em comparação com as baterias, o que compromete a configuração que inclui a célula, pela necessidade de uma maior potência instalada fotovoltaica para o atendimento total da demanda, o que aumenta o custo total do sistema.

Em Khalid (2016), mostra-se um sistema isolado híbrido por fonte eólica, solar, o sistema a célula de hidrogênio e uma turbina de vapor, os dois últimos utilizam o hidrogênio produzido pelo eletrolisador como combustível, produzido pelo excesso de eletricidade gerada,



e ainda há aproveitamento de calor. É constatado, que o sistema com a célula de combustível é mais eficiente e menos custoso que o da turbina a vapor.

No artigo de Marchenko e Solomin (2015), é feita a comparação do sistema a célula combustível de hidrogênio com produção do gás a partir da eletrólise, por processo térmico através de uma usina nuclear e acumulação elétrica. No trabalho, é discutido a relação entre as formas de acumulação, que mostram a acumulação elétrica sendo mais eficiente e menos custosa para tamanhos reduzidos de autonomia, já o pelo hidrogênio ocorrem o oposto, pois é mais custoso inicialmente, mas tende a crescer a uma taxa menor que sistema elétrico, sendo indicado para aplicações de acumulação a longo prazo. Ainda, o sistema a partir da produção térmica nuclear de hidrogênio, mostra-se mais eficiente do que a forma por eletrólise de água.

No sistema estudado por Abdullah et al (2010), é comparado a combinação diesel, solar fotovoltaica, hidráulica a fio d'água, célula a combustível e baterias, numa área rural na Malásia. No caso, constata-se que os sistemas que contém a fonte hidráulica são os mais energeticamente favoráveis (hidráulica/fotovoltaica e hidráulica/fotovoltaica/célula), em relação ao gerador a diesel e fotovoltaico isoladamente, aumentando a confiabilidade da rede pela redução de perdas e excessos de energia inerentes aos dois últimos sistemas.

No trabalho de Bekele e Tadesse (2012), foi modelado um sistema isolado composto por energia de fontes hidráulica, diesel, eólica e solar, numa área rural da Etiópia. Nele, é relatado o impacto da fonte hidráulica no sistema, que tende a reduzir o custo da energia comparado aos outros sistemas. Os melhores desempenhos energéticos e econômicos equilibrados, tendem a aparecer quando todos os sistemas operam em conjunto, conferindo robustez ao sistema, pela redução das características sazonais, estocásticas e até intermitentes das fontes de energia.

Os trabalhos citados nesse início dessa seção 2.5 foram referência de base para a fundamentação das subseções a seguir, e ampliação de conhecimento de distintas técnicas de modelamento e das distintas configurações utilizadas de sistema híbridos nas mais variadas localidades, considerando suas características locais. Nas subseções a seguir é fundamentado o tipo de sistema em estudo nesse trabalho, os sistemas hidráulicos fotovoltaicos e seus componentes.

### **2.5.1 Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Hidroelétricos**

O sistema é composto basicamente dos geradores hidroelétricos e fotovoltaicos, os sistemas de armazenamento, nesse trabalho serão considerados e definidos na seção 2.3, os

conversores elétricos para conversão de potência e a carga consumidora. Também devem ser considerados os dispositivos de controle elétrico do sistema, que tem função de manter a rede funcionando nos parâmetros elétricos nominais, de modo a se obter uma operação robusta. E por fim a infraestrutura geral necessária para conexão dos componentes citados anteriormente para a operação da rede de energia híbrida.

O gerador hidroelétrico tem característica de gerar energia em corrente alternada e o painel solar fotovoltaico em corrente contínua, assim para o funcionamento conjunto do sistema é necessário o uso de conversores para transferência de potência entre barramentos, que podem ser inversores de frequência ou bidirecionais (inversor mais retificador). No primeiro é convertida a corrente contínua em corrente alternada e no retificador ocorre o contrário.

O uso do conversor bidirecional pode conferir robustez no controle do estado de carga de baterias em momentos de longa escassez de energia fotovoltaica disponível, se for considerada como prioridade a durabilidade das baterias, assim assumindo a falha de abastecimento da carga elétrica como estratégia de operação.

O controle das baterias é necessário para manter os parâmetros elétricos nominais de tensão e corrente elétrica, essa regulação evita as situações de carga e descarga profundas, que comprometem a vida útil do equipamento. Em Salas (2016), são mostrados alguns tipos de controladores de carga, com destaque para o rastreador de ponto de máxima potência, que é um conversor de corrente contínua utilizado para ajustar a saída do gerador fotovoltaico com objetivo de se transferir a máxima potência para as baterias, aumentando o rendimento do sistema.

A carga elétrica geralmente tem interface de alimentação em corrente alternada, devido a padronização recorrente dos sistemas elétricos de potência, mas também pode ocorrer casos específicos de circuitos em corrente contínua, essa situação de cargas e geradores operando em regimes de corrente distintos, tem impacto no fluxo de potência entre os barramentos de corrente alternada e contínua, assim é importante a procura da melhor configuração de equipamentos na rede híbrida para se limitar a quantidade de energia convertida por conversores, de modo a reduzir custos e manter a eficiência da rede mais alta.

### **2.5.2 Sistemas Híbridos Fotovoltaicos Hidroelétricos com Armazenamento a Hidrogênio**

O sistema a célula de hidrogênio, assim como as baterias necessita de um controle robusto, para que a produção de hidrogênio pelo eletrolisador e de energia pela célula não ocorra

em períodos indesejados, impactando a eficiência da rede. Assim é necessária uma estratégia de controle de gestão energética entre os componentes do sistema.

Considerando o caso sem a presença de baterias, o eletrolisador vai produzir hidrogênio a partir do momento que a carga elétrica estiver suprida pela geração hidrelétrica e fotovoltaica, assim todo o excesso é transformado em gás hidrogênio e armazenado no tanque. No ponto em que a geração fotovoltaica se reduz devido ao ciclo de tempo de insolação solar diário, o eletrolisador é desligado, e a célula a combustível entra em operação para abastecer a carga até o fim da noite, ou até a falha, se não houver hidrogênio suficiente nos tanques. O controle deve garantir a situação descrita anteriormente para não haver o tipo de situação em que o eletrolisador e a célula funcionem fora de sua abrangência, ou ocorra excessivos ligamentos e desligamentos dos dispositivos.

Além disso é possível melhorar o desempenho nesses momentos de entrada e saída de operação diária utilizando estratégias de controle, como é feito em Valverde et al (2016), que ao comparar técnicas de controle, destaca a melhora de performance na utilização do modelo de controle preditivo, técnica que resolve o problema a cada amostragem de tempo para se determinar o menor custo de operação enquanto se atinge a demanda, em uma rede com armazenamento a célula hidrogênio, considerando também as restrições físicas e técnicas do sistema.

No sistema com a presença de baterias recarregáveis, como restrição a carga deve ser abastecida até o limite de descarga das baterias, assim se assume a falha do sistema em prol da durabilidade das baterias como definido na seção 2.4.1 anterior como estratégia. A partir da situação de abastecimento da carga elétrica, considerando o excesso de produção de energia, os dispositivos de armazenamento de energia podem iniciar a acumulação energética.

## 2.6 COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA

O conceito de complementaridade energética é definido como a propriedade de uma ou mais fontes de energia complementar-se no espaço e/ou em intervalos de tempo. Em relação a espacial, mostra-se o quanto distintas fontes de energia são complementares dentro de uma região definida. A complementaridade no tempo existe quando as fontes de energia disponíveis se complementam ao longo de um período de tempo em uma mesma região (Beluco et al, 2015).

Nas subseções seguintes são apresentados exemplos de trabalhos recentes relacionados ao conceito de complementaridade energética para diversas fontes de energia, fundamentação matemática dos índices de complementaridade no tempo e o caso hidráulico fotovoltaico.

### **2.6.1 Complementaridade entre Fontes Energia**

Dos estudos mais recentes relacionados a complementaridade energética encontrou-se as combinações entre as fontes de energia solar e eólica e hidráulico eólico, além do caso hidráulico fotovoltaico, como em Monforti et al (2014), que analisa a relação de complementaridade solar e eólica em todo território da Itália, tendo como base de dados o ano de 2005 e a aplicação do algoritmo Monte Carlo, para estimar como a produção em larga escala de energia solar e eólica se complementam em distintas localizações através de todo território italiano, expostos pelos mapas representados pelos coeficientes de correlação em relação ao tempo.

Outro exemplo de estudo é apresentado por Widén (2011), que mostra também por análise de correlação, o quanto as duas fontes de energia são complementares no território da Suécia, a partir de oito anos de dados de estações de medição de irradiação solar, e de potência eólica, com resolução em horas. Este revela o nível de complementaridade no país em diversas escalas de tempo (horas, dias, meses e anos), sendo a mensal a mais significativa em termos de complementaridade devido a sazonalidade das disponibilidades dos recursos durante o ano.

Em Cantão et al (2017), é apresentado a análise eólica e hidráulica de complementaridade através de mapas de correlação de dados históricos de vazão e velocidade de vento. O estudo é feito em uma abordagem local, que relaciona o aproveitamento hidroelétrico representativo da bacia com os dados de velocidade do vento local, isso feito para doze bacias correspondendo ao território do país. E a abordagem não localizada que analisa a complementaridade entre três selecionados regimes de vazão individualmente em relação a todos os dados de velocidade de vento do país. Assim são obtidos respectivos mapas que revelam os níveis de complementaridade em todo o território.

No estudo de Silva et al (2016) é mostrado níveis de complementaridade espacial entre os recursos hidráulico e o eólico no mar (offshore), e a combinação de ambos, através da análise de correlação entre dados de velocidade de vento no mar em doze pontos da costa do Brasil, e a precipitação e vazão em doze bacia hidrográficas representativas. Os resultados mostram similaridade entre as bacias hidrográficas dos países, apenas com ressalva para a região sul, onde

aparece um pouco de relação de complementaridade com as demais bacias. O recurso eólico no mar apresenta forte complementaridade apenas entre o ponto mais a norte da costa do país em relação a todo resto. Na análise entre ambas aparece mais combinações de complementaridade do que as investigações individuais de cada recurso energético, que é representado em um mapa.

Nos trabalhos consultados sobre o tema da complementaridade energética, nota-se em comum o uso de correlação com base em dados de medição sobre os recursos naturais estudados como medida de nível de complementaridade ou similaridade. Já em Beluco (2001), é definido um índice de complementaridade para relacionar o grau de complementaridade entre curvas de disponibilidade energética dos recursos naturais a serem analisados. Nesse caso é necessária uma série de um ano de dados representativos de cada fonte de energia.

Também é recorrente a exposição dessas soluções de maneira espacial em mapas correspondentes as áreas de estudo. Nos trabalhos de Beluco (2001) e Beluco et al (2015), também são apresentados resultados dessa maneira, mas ao invés do uso de correlação estatística é utilizado os índices de complementaridade da região estudada.

Nesse trabalho será utilizado como referência de relação de complementaridade o índice de grau de complementaridade proposto por Beluco (2001). Na seção 2.5.2 são definidas as expressões que compõe o índice de complementaridade.

## 2.6.2 Índice de Complementaridade

A análise de complementaridade no tempo proposta por Beluco (2001), define o índice adimensional para avaliar a complementaridade entre duas fontes de energia por três componentes, a diferença de fase entre as curvas de disponibilidade energética, a relação de dois valores médios de disponibilidade e a variação de amplitude das curvas. Assim pela equação (5):

$$k = k_t k_e k_a \quad (5)$$

Onde,  $k_t$  é o índice parcial de complementaridade relacionado a diferença de fase das curvas de disponibilidade, o  $k_e$  é o índice dos valores médios de complementaridade energética e  $k_a$  corresponde é o índice parcial para a diferença de amplitude das curvas das fontes de energia.

O índice  $k_t$ , varia de 0 até 1, que correspondem respectivamente a coincidência dos máximos e mínimos das curvas, e o segundo a situação inversa em que as disponibilidades se complementam com defasagem de meio ano, o máximo de uma curva se alinha com o mínimo da outra. Assim pela equação (6):

$$k_t = \frac{|d_h - d_s|}{\sqrt{|D_h - d_h| * |D_s - d_s|}} \quad (6)$$

Sendo  $D_h$  e  $d_h$  os dias que ocorrem o máximo e mínimo de disponibilidades energética hidráulica respectivamente,  $D_s$  e  $d_s$  os dias que correspondem as disponibilidades máxima e mínima solar.

O índice  $k_e$ , que avalia os valores médios das funções de disponibilidade energética, tende a zero para o aumento de diferença das médias dos valores e se forem coincidentes para a unidade. Logo pela equação (7):

$$k_e = 1 - \sqrt{\left(\frac{E_h - E_s}{E_h + E_s}\right)^2} \quad (7)$$

onde  $E_h$  é a energia hidráulica total durante um ano e  $E_s$  a energia total solar disponível durante o ano.

O índice  $k_a$  avalia a complementaridade entre as amplitudes das curvas de disponibilidade, o valor próximo da unidade indica que os recursos são complementares e as amplitude iguais, já zero mostra o oposto. A equação (8) mostra a expressão:

$$k_a = \begin{cases} \left[ 1 - \left( \frac{(\varphi_h - \varphi_s)^2}{(1 - \varphi_s)^2} \right) \right], & \text{para } \varphi_h \leq \varphi_s \\ \left[ \frac{(1 - \varphi_s)^2}{(1 - \varphi_s)^2 + (\varphi_h - \varphi_s)^2} \right], & \text{para } \varphi_h \geq \varphi_s \end{cases} \quad (8)$$

Os valores de  $\varphi_h$  e  $\varphi_s$  são obtidos pela equação (9), onde  $E_{d\text{ máx}}$  e  $E_{d\text{ mín}}$  correspondem respectivamente a disponibilidade energética máxima e mínima diária durante um ano, e  $E_{dc}$  a energia média diária consumida anualmente.

$$\varphi = 1 + \frac{E_d \text{ máx} - E_d \text{ mín}}{E_{dc}} \quad (9)$$

Com os índices expostos anteriormente é possível quantificar o grau de complementaridade entre duas fontes de energia, tendo como referência o valor da unidade como perfeita complementaridade e zero como oposto.

### 2.6.3 Complementaridade Energética Hidráulica Fotovoltaica

No trabalho de An et al (2015) é analisado o projeto hidroelétrico fotovoltaico de Longyangxia, nele é proposto a suavização da característica de geração solar e a compensação da intermitência noturna na operação conjunta dos sistemas elétricos, assim aproveitando-se da complementaridade energética das fontes de energia em curtos intervalos de tempo. Além disso, também se analisa a minimização de desperdício de energia solar através da complementaridade. Essa energia solar não aproveitada, ocorre quando a demanda é ultrapassada e a usina fotovoltaica inevitavelmente continua a produzir devido natureza do recurso solar. Logo, é proposto controlar pela fonte hidráulica, com o objetivo de se transferir o excesso de energia solar para acumulação no reservatório hidráulico, ou seja, durante essa alta disponibilidade solar, o aproveitamento fotovoltaico se torna a base do sistema. No artigo, não se apresenta quantificação específica de grau de complementaridade, como encontrado nos estudos citados na seção 2.3.1, apenas o modelamento matemático para se atingir a proposta descrita.

Em Fang et al (2017), segue-se a análise de Longyangxia, com distintos cenários de operação, de modo, a se aproveitar da complementaridade energética hidráulica fotovoltaica. No trabalho, em comparação ao anterior, é inserida a variável econômica no modelamento, e objetiva-se maximizar a receitas para cada caso de operação, e como restrição a taxa de redução solar, que se refere ao quanto a energia fotovoltaica pode se acomodar no sistema elétrico, ou seja, o excesso de energia solar gerado comentado no parágrafo anterior. Ainda, pela taxa de redução solar, é possível estimar a possibilidade de aumento da capacidade fotovoltaica, se no caso, o resultado da otimização for inferior ao utilizados como restrição no modelamento. Assim, os autores argumentam que essa taxa de redução solar e a capacidade instalada hidráulica são fatores importantes para se determinar a melhor solução para o sistema híbrido. Também é analisado o quanto o aproveitamento da complementaridade pode afetar a alocação do recurso hídrico para os usos múltiplos, que mostra ter pouco efeito no caso analisado.

Já em Kougiyas et al (2016) o grau complementaridade é analisada por correlação através de um algoritmo iterativo de otimização, que examina iterativamente a possibilidade de melhora no grau modificando a configuração dos sistemas e suas localizações para se maximizar a complementaridade energética.

No artigo de François et al (2016a), é mostrado a relação de complementaridade, também por correlação estatística de períodos de dados, de fontes hidráulica a fio d'água de origem de precipitação e derretimento de neve montanhosa na estação quente, e solar fotovoltaica, no norte da Itália. Nele, é discutido o impacto da complementaridade em relação a necessidade de armazenamento de energia e balanço de custos, em distintas escalas de tempo. As melhores performances tendem a aparecer quando ocorre a complementaridade, maior nível entre a fonte solar e hidráulica de chuva. Nela, os sistemas se equilibram para necessitar menos acumulação e custo. Ainda, de François (2016b), estudou-se a complementaridade dos recursos solar, eólico e hidráulico, em algumas regiões da Europa e uma do norte da África. Nas conclusões, discute-se a inserção de aproveitamentos a fio d'água nos em sistemas eólicos/solar, que em maior ou menor nível, sempre diminuem a diferença de variabilidade entre a geração e a carga, pela seleção do melhor caso de complementaridade entre as três fontes. Assim, a parcela eólica/solar tende a diminuir dependentemente de sua relação com a fonte hidráulica.

Em Beluco et al (2015), é mostrado a um exemplo de aplicação teórica e de caso do conceito desenvolvido sobre a complementaridade energética, com curvas de uma localidade do estado do Rio Grande do Sul para se analisar o sistema relacionando aos índices de complementaridade desenvolvidos e o índice de falhas de abastecimento da carga elétrica, para se obter seus limites de performance. Além disso, são desenvolvidos mapas de complementaridade no tempo para todo o estado do Rio Grande do Sul, com base na base de dados da Fundação Estadual de Pesquisa Agropecuária (FEPAGRO). Assim, é possível analisar as melhores localizações para a exploração da complementaridade energética em sistemas híbridos de energia.

Nesse trabalho se utiliza a metodologia de análise que foi desenvolvida pelo trabalho de Beluco et al (2015) e Beluco (2001) para os sistemas híbridos hidroelétrico fotovoltaicos.

## 2.7 SOFTWARE HOMER

O Homer é um software de modelamento de microrredes de potência, que modela o comportamento de um sistema, considerando suas restrições físicas e técnicas, e o custo de seu

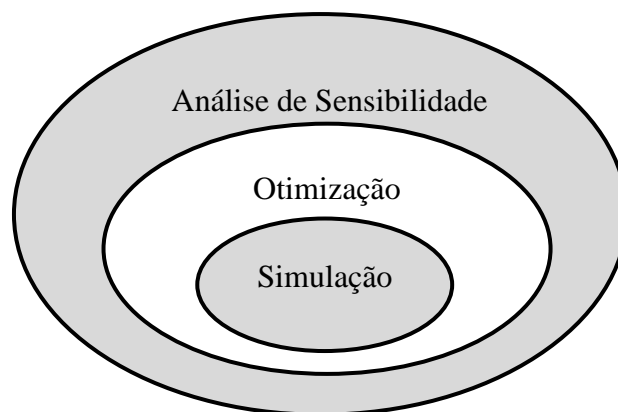


ciclo de vida. O software permite a comparação de diversas combinações de opções de sistemas baseando-se nos seus méritos técnicos e econômicos. Além disso, também permite investigar os efeitos de possíveis incertezas e mudanças nos parâmetros iniciais de entrada (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

As microredes, como é explicitado na definição do Homer, refere-se a basicamente ao que foi definido como sistema híbrido de geração energia na seção 2.4 desse trabalho. No software é possível modelar sistemas compostos por geração fotovoltaica, eólica, hidroelétrica a fio d'água, a combustível fóssil, células a combustível, e dispositivos de acumulação como baterias e tanque de armazenamento de hidrogênio, que pode ser associado com eletrolisador ou reformador de gases orgânicos para produção de hidrogênio. Também modela geração e carga térmica, possibilidade de conexão com a rede de energia elétrica, conversores de potência para transferência de energia entre barramentos de corrente alternada e contínua e análise de emissões.

O software Homer tem três funções principais, a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade. Na figura 4 é mostrada a relação conceitual dessas funções, assim a análise de sensibilidade engloba múltiplos processos de otimização, e esta última compreende diversas simulações. Nos três parágrafos seguintes é especificado cada função conforme Lambert, Gilman e Lilienthal (2006).

Figura 4 - Relação Conceitual das Funções de Simulação, Otimização e Análise de Sensibilidade do software Homer.



Fonte: Adaptado de Lambert, Gilman e Lilienthal (2006).

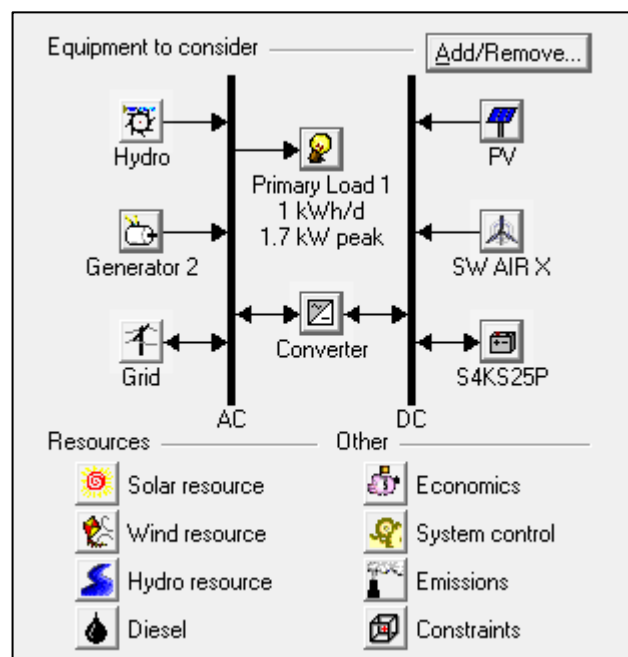
A simulação determina o comportamento de uma configuração dos componentes de um sistema para certo ajuste de entradas a cada hora do ano. No processo o Homer determina se o

conjunto dos componentes de um sistema é viável, em relação as restrições impostas pelo usuário, e o custo do seu ciclo de vida.

Na otimização o software testa diferentes configurações sistemas para se determinar aquele que apresenta o menor custo de ciclo de vida, satisfazendo as restrições técnicas. No processo ele descarta as soluções inviáveis e ordena as restantes, com base no custo total, e mostra o que tem o menor custo total como sendo a melhor configuração otimizada.

A análise de sensibilidade mostra soluções através de múltiplas otimizações para distintas suposições de entradas, de modo a se avaliar o efeito de incertezas e mudanças dos sistemas. Nesse procedimento o Homer entra com diversas entradas paralelamente com primeira base para simulação do sistema, assim é possível estimar o comportamento de variáveis que possuem forte característica de incerteza, como preço de combustíveis, de tarifa de eletricidade da rede ou variação da carga elétrica a longo prazo. Já que o software faz as simulações considerando a amostra de apenas um ano, o que engessa as soluções de projeto em relação as variáveis sensíveis que podem mudar a longo prazo de tempo.

Figura 5 - Interface do Software Homer



Fonte: Software Homer versão 2.68 (2012)

Mais especificamente, em relação as entradas de dados são divididas em recursos naturais, as informações técnicas dos componentes dos sistemas, e “outras” (other). No primeiro se insere as informações sobre as fontes de energia, como solar, hidráulica, eólica e

combustíveis fósseis. Na seguinte, os tamanhos, eficiências, dados de custos e outras informações dos componentes de geração, armazenamento, conversores e outrem. E por último as “outras”, que envolve informações econômicas gerais, estratégias de operação e controle, condicionantes relacionados a emissões e restrições adicionais. Na figura 5 é mostrado a interface do programa, em Add/Remove são inseridos ou removidos os componentes do sistema, cargas e conexão com a rede elétrica.

As cargas são divididas em elétrica primária, independente do tempo, térmica e de hidrogênio. A carga elétrica primária é a demanda elétrica base a ser atingida pela geração do sistema modelado. A carga independente do tempo é uma quantidade demandada sem muita importância do seu tempo exato de necessidade, pois geralmente está associada a um sistema de acumulação internalizado para sua operação, exemplos desse tipo de carga são sistemas de bombeamento de água, produção de gelo ou carregamento de baterias. A demanda térmica é conveniente para se modelar sistema com aproveitamento elétrico e térmico simultaneamente, como exemplo cita-se as aplicações industriais ou sistemas de calefação. A carga de hidrogênio serve para se modelar uma demanda externa de hidrogênio, útil para quantificar demandas para aplicações fora do escopo base do software.

O programa modela os sistemas baseando-se nas equações fundamentais físicas de conversão energética e econômicas para cálculo do ciclo de vida, nas subseções seguintes 2.6.1 a 2.6.3, são definidas as equações matemáticas utilizadas pelo Homer compreendidas no escopo desse trabalho.

### **2.7.1 Modelamento Matemático Hidroelétrico**

O Homer calcula a potência hidroelétrica gerada  $P_H$  em W pela equação fundamental (10):

$$P_H = \rho * g * Q * H * \eta \quad (10)$$

onde  $\rho$  é a massa específica da água em  $\text{kg/m}^3$ ,  $g$  a aceleração da gravidade em  $\text{m/s}^2$ ,  $Q$  a vazão em  $\text{m}^3/\text{s}$ ,  $H$  a queda líquida em m e a  $\eta$  eficiência do conjunto turbina e gerador. A queda líquida corresponde a queda bruta, desnível nominal da usina, menos as perdas de carga no circuito hidráulico de geração.

## 2.7.2 Modelamento Matemático Fotovoltaico

Na janela do recurso solar é possível entrar com os dados de três modos, a média de cada hora do ano da radiação solar global em uma superfície horizontal em kW/m<sup>2</sup>, a média mensal da radiação solar global em uma superfície horizontal ou ainda a média mensal do índice de clareza (clearness index). Este último corresponde a razão entre da radiação solar que atinge a superfície terrestre pela radiação que incide no topo da atmosfera, ou seja, um índice de medição do quanto o céu está limpo ou nublado. No software, quando se entra com o índice de clareza o regime de radiação solar global é calculado e vice-versa.

As equações definidas para o índice de clareza e a radiação solar incidente no painel fotovoltaico são baseadas em Duffie and Beckman da segunda edição de 1991 do livro Solar Engineering of Thermal Processes, referência utilizada pelos desenvolvedores do programa.

O índice de clareza, que varia entre zero e a unidade, é calculado pela equação (11):

$$K_T = \frac{H_{média}}{H_{0,média}} \quad (11)$$

onde  $H_{média}$  corresponde à radiação mensal média na superfície horizontal terrestre e  $H_{0, média}$  a radiação extraterrestre horizontal ambas em kWh/m<sup>2</sup>/dia.

A relação anterior é dependente da radiação extraterrestre horizontal média mensal, assim o Homer calcula ela a partir da constante solar, pela expressão (12), que determina a radiação solar no topo da atmosfera,  $G_{0n}$  em kW/m<sup>2</sup>.

$$G_{0n} = G_{cs} \left( 1 + 0,033 \cdot \cos \left( \frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \quad (12)$$

Onde  $G_{cs}$  é a constante solar que equivale a 1,367 kW/m<sup>2</sup> e  $n$  o dia do ano, número entre 1 e 365.

A equação anterior (12) dá a radiação extraterrestre em uma superfície normal aos raios solares, assim é necessário multiplicar pelo cosseno do ângulo de zênite, em graus, para encontrar a radiação extraterrestre em uma superfície horizontal  $G_0$  em kW/m<sup>2</sup>.

$$G_0 = G_{0n} \cdot \cos \theta_z \quad (13)$$

O ângulo de zênite  $\theta_z$  é determinado pela equação (14) em graus, e  $\phi$  é a latitude,  $\delta$  a declinação solar e  $\omega$  o ângulo horário, todos em graus.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (14)$$

A declinação solar é calculada pela expressão (15), onde  $n$  é o dia do ano.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left( 360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (15)$$

A radiação extraterrestre diária horizontal  $H_0$  pela integração de  $G_0$  do amanhecer até o anoitecer, que resulta na seguinte equação (16):

$$\begin{cases} H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot G_{0n} \left[ \cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \cdot \sin \phi \sin \delta \right], \\ e \cos \omega_s = -\tan \phi \tan \delta \end{cases} \quad (16.1 e 2)$$

sendo  $\omega_s$  o ângulo horário do anoitecer em graus, que é obtido pelo Homer pela expressão (16.2).

E por fim o cálculo da média mensal radiação extraterrestre horizontal, pela equação (18):

$$H_{0,média} = \frac{\sum_{n=1}^N H_0}{N} \quad (18)$$

Os dados de entrada do recurso solar correspondem a radiação global em uma superfície horizontal, mas geralmente os painéis fotovoltaicos não são orientados horizontalmente, assim faz-se necessário determinação da radiação incidente global nos arranjos fotovoltaicos, a cada passo de tempo.

Para isso, utiliza-se como referência de orientação, os parâmetros de inclinação  $\beta$  e azimute  $\gamma$ , ambos em graus. O primeiro corresponde a ângulo entre a superfície horizontal e a do painel, zero equivale a orientação horizontal e noventa graus a vertical. O azimute é a direção em que está a face da superfície do painel, o Homer usa a convenção de zero para o Sul, valores negativos para leste e positivos para orientações a oeste.

Em relação aos parâmetros geométricos, ainda são relevantes para a determinação do ângulo de incidência e consequentemente a radiação global incidente, a época do ano, que afeta a declinação solar dada pela expressão (15), e o hora do dia. O ângulo horário descreve a posição do sol ao longo do dia e é quantificada através da equação (19), sendo negativa antes do meio-dia solar e positiva após.

$$\omega = (t_s - 12. hr) \cdot \frac{15^\circ}{hr} \quad (19)$$

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{\frac{15^\circ}{hr}} - Z_c + E \quad (20)$$

Onde  $t_s$  é o tempo solar em horas,  $t_c$  o tempo civil em horas,  $\lambda$  a longitude em graus,  $Z_c$  o fuso em horas em relação ao “Tempo Médio de Greenwich” (GMT - Greenwich Mean Time) e  $E$  a equação do tempo em horas.

$$E = \left( \begin{array}{l} 3,82 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cdot \cos B - 0,032077 \cdot \sin B - \\ -0,014615 \cdot \cos 2B - 0,04089 \cdot \sin 2B) \end{array} \right) \quad (21)$$

$$B = 360^\circ \cdot \frac{n - 1}{365} \quad (22)$$

A equação anterior (21) contabiliza os efeitos da obliquidade e excentricidade da órbita da Terra.

Com as definições geométrica anteriores é possível determinar o ângulo de incidência  $\theta$ , em graus, para qualquer orientação da superfície pela equação (23), ele é o ângulo entre a normal da superfície do painel e os raios de sol incidentes mesmo.

$$\cos \theta = \left( \begin{array}{l} \sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega \\ + \cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega \end{array} \right) \quad (23)$$

Após a quantificação geométrica da incidência solar, é feito o cálculo da radiação extraterrestre numa superfície horizontal média do intervalo, passos já definidos pelas expressões de (12) a (16), com a ressalva de que a integral que dá origem a expressão (16.1), aqui está definida entre um intervalo de tempo menor que o amanhecer e anoitecer, assim seus

os limites inferior e superior serão respectivamente  $\omega_1$  e  $\omega_2$  em graus, que correspondem aos ângulos horários do intervalo genérico considerado, resultando em:

$$\bar{G}_0 = \frac{12}{\pi} \cdot G_{0n} \left[ \cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \cdot \sin \phi \sin \delta \right] \quad (24)$$

A partir do resultado da equação (24) relaciona-se, conforme foi já definido, o índice de clareza, que permite determinar a fração difusa e direta da radiação solar sabendo a radiação global horizontal, aqui sendo  $k_T$  devido a diferença de  $\bar{G}_0$  já discutida no parágrafo anterior. Em relação a componente difusa da radiação solar, o Homer usa a correlação de Erbs, Klein e Duffie (1982) para o cálculo (25).

$$\frac{G_d}{\bar{G}} = \begin{cases} 1,00 - 0,09 \cdot k_T & k_T \leq 0,22 \\ 0,95 - 0,16 \cdot k_T + 4,38 \cdot k_T^2 - 16,63 \cdot k_T^3 + 12,33 \cdot k_T^4 & 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165 & k_T > 0,80 \end{cases} \quad (25)$$

A radiação incidente no painel solar é determinada pelo modelo Hay, Davies, Klucher, Reindl (HDKR) (26), que divide a fração difusa da radiação em três componentes, a isotrópica, parcela distribuída igualmente por todo ambiente, a circumsolar, que vem da direção do sol, e a parte proveniente do horizonte. Com  $\rho_g$  para a refletância do solo, também chamada de albedo, em percentual.

$$\bar{G}_T = \left( (\bar{G}_b + \bar{G}_d \cdot A_i) \cdot R_b + \bar{G}_d (1 - A_i) \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \cdot \left[ 1 + f \cdot \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] + \bar{G} \cdot \rho_g \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right) \quad (26)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (27)$$

$$A_i = \frac{\bar{G}_b}{\bar{G}_0} \quad (28)$$

$$f = \sqrt{\frac{\bar{G}_b}{\bar{G}}} \quad (29)$$

As expressões (27), (28) e (29) são respectivamente, a razão dos feixes de radiação solar sobre uma superfície inclinada e horizontal, o índice anisotrópico (medida da transmitância atmosférica do feixe de radiação) usado para estimar a parcela circumsolar da radiação difusa e o fator que estima a luminosidade vinda do horizonte.

A função empregada no Homer para o cálculo da potência  $P_{PF}$  de saída dos painéis fotovoltaicos é:

$$P_{PF} = Y_{PF} \cdot f_{PF} \left( \frac{\overline{G}_T}{\overline{G}_{T,CPT}} \right) \cdot [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,CPT})] \quad (30)$$

onde  $Y_{PF}$  corresponde a potência instalada em kW,  $f_{PF}$  o fator escalar de redução entre a operação real e as condições de testes em percentual,  $\overline{G}_{T,CPT}$  a radiação incidente em condições de teste igual a 1 kW/m<sup>2</sup>,  $\alpha_P$  o coeficiente que mostra a dependência da saída de potência em relação a variação de temperatura nas células em %/°C,  $T_c$  a temperatura nas células solares em °C e a  $T_{c,CPT}$  temperatura em condições de teste igual a 25 °C.

No software é possível ignorar o coeficiente  $\alpha_P$  por opção (assume-se zero) e internalizar no fator  $f_{PF}$ , os efeitos da temperatura, assim é eliminado o termo entre colchetes da equação interior (30), a preferência do usuário.

### 2.7.3 Modelamento Matemático Econômico

Como já definido no início da seção 2.6 o Homer modela baseando-se no menor custo do ciclo de vida, assim para cada componente se faz necessário fornecer as entradas dos dados econômicos, que de maneira geral se dividem em custo inicial, reposição e operação e manutenção, para que o software possa simular, otimizar e realizar a análise de sensibilidade.

O programa utiliza o custo presente líquido (net present cost) para representar o custo do ciclo, que é o negativo do valor presente líquido (net present value). Esse total engloba todo o balanço econômico da configuração analisada durante toda vigência do projeto, limitado pelo usuário, em uma soma de dólares atuais, normalizados através da taxa de “desconto” para contabilizar. No balanço é incluso os custos de construção inicial, reposição de componentes, manutenção, combustível, compra de energia da rede e penalidade por excesso de emissões poluentes, as duas últimas sendo opcionais a preferência do usuário. Nas receitas é incluído a venda de energia para a rede e o reaproveitamento de “sucata” no final do empreendimento.



Todos os valores econômicos são escalados pela mesma taxa através do tempo de vida, de modo que pode internalizar a inflação pelo uso da taxa de juros real, sendo a taxa de juros nominal menos a inflação.

Em relação ao reaproveitamento de “sucata”, o software usa a expressão (31) para o cálculo:

$$S = C_{rea} \cdot \frac{R_{rest}}{R_{comp}} \quad (31)$$

onde  $C_{rea}$  é o custo para o reaproveitamento do componente,  $R_{rest}$  a vida útil remanescente do componente e  $R_{comp}$  a vida útil total do componente. Se a vida útil remanescente do componente for nula, o valor de recuperação será zero.

A determinação do custo presente líquido é dado pela equação (32):

$$C_{CPL} = \frac{C_{total, \text{ anual}}}{FRC. (i, R_{proj})} \quad (32)$$

sendo  $C_{total, \text{ anual}}$  o custo total anualizado,  $FRC$  fator de recuperação de custo,  $i$  a taxa de juros real e  $R_{proj}$  ou  $N$  tempo de vida do projeto em anos. O  $FRC$  é calculado pela função (33):

$$FRC(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (33)$$

Para o custo nivelado da energia, o Homer utiliza a expressão (34), onde  $E_{pri}$  e  $E_{ind}$  corresponde a respectivamente as energias totais da carga elétrica primária e carga elétrica independente do tempo, que o sistema serve por ano, e  $E_{venda, \text{ rede}}$  é a energia vendida para rede também por ano.

$$CNE = \frac{C_{total, \text{ anual}}}{E_{pri} + E_{ind} + E_{venda, \text{ rede}}} \quad (34)$$

### **3 METODOLOGIA**

A metodologia deste trabalho tem foco na investigação da problemática pela perspectiva teórica, analisando o comportamento do sistema híbrido em estudo, através do software Homer, com variações de níveis de complementaridade entre as curvas de disponibilidade energética das fontes de energia.

No estudo utiliza-se o método de análise desenvolvido por Beluco (2001) e Beluco et al (2015), em que o sistema é investigado utilizando como referência os índices de complementaridade energética e o índice de falhas de abastecimento da carga elétrica. Além disso, também se investiga o comportamento dos sistemas de acumulação em cada um desses índices de referência.

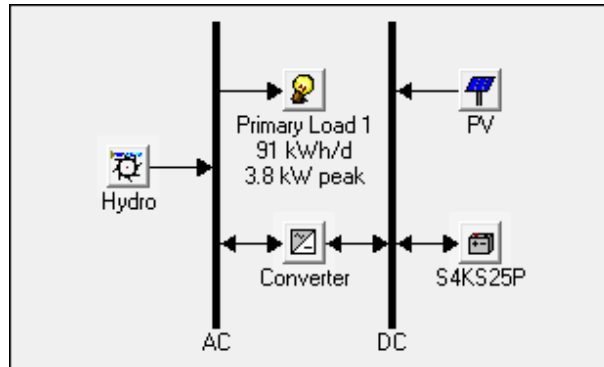
#### **3.1 ANÁLISE DO SISTEMA HÍBRIDO HDRÁULICO FOTOVOLTAICO**

Para a análise dos sistemas híbridos considerado no estudo é necessário definir os componentes, variações de topologias dos mesmos, a determinação das curvas teóricas de disponibilidade energética, as estratégias de operação do sistema e as especificações técnicas e econômicas dos componentes do sistema híbrido.

##### **3.1.1 Topologia dos Sistemas em Estudo**

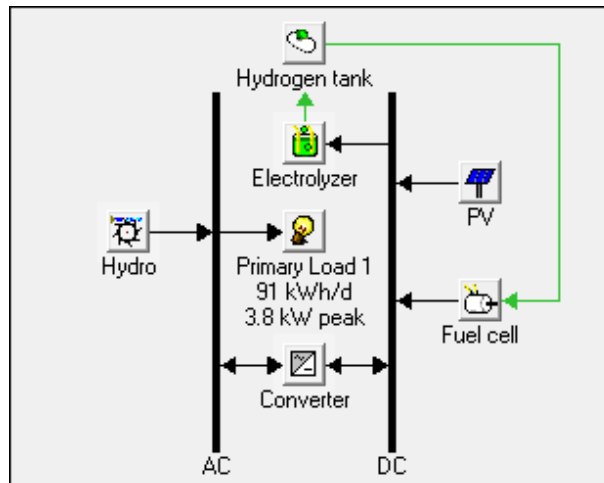
A configuração base para a investigação foi baseado no padrão tecnológico comumente encontrado nas aplicações de geração de energia, se embasando no trabalho de Beluco et al (2015), no capítulo de Salas (2016), e também nas referências citadas na seção 2.5. Logo, um gerador hidrelétrico com operação em regime de corrente alternada, o gerador fotovoltaico com regime em corrente contínua, conversor de potência bidirecional, as baterias recarregáveis e o sistema de acumulação a hidrogênio, os dois últimos conectados no barramento de corrente contínua, já que o processo eletroquímico de acumulação de energia ocorre em corrente contínua. A figura 6, mostra a topologia de base utilizadas no estudo apenas com as baterias recarregáveis, a figura 7 com o sistema a célula de hidrogênio, e a figura 8 com ambos sistemas de armazenamento.

Figura 6 – Esquema do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Baterias.



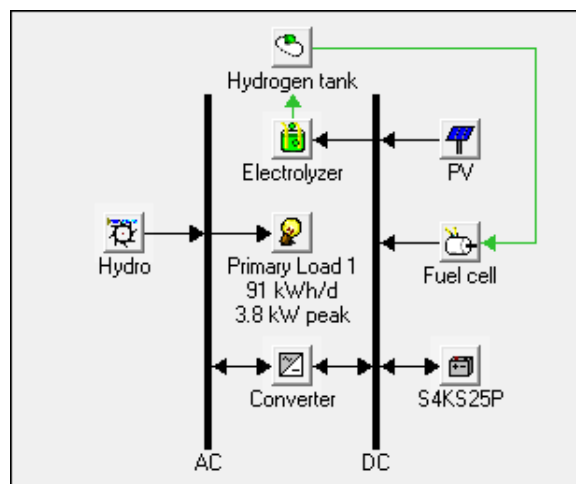
Fonte: Autor (2018).

Figura 7 – Esquema do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Célula a Combustível.



Fonte: Autor (2018).

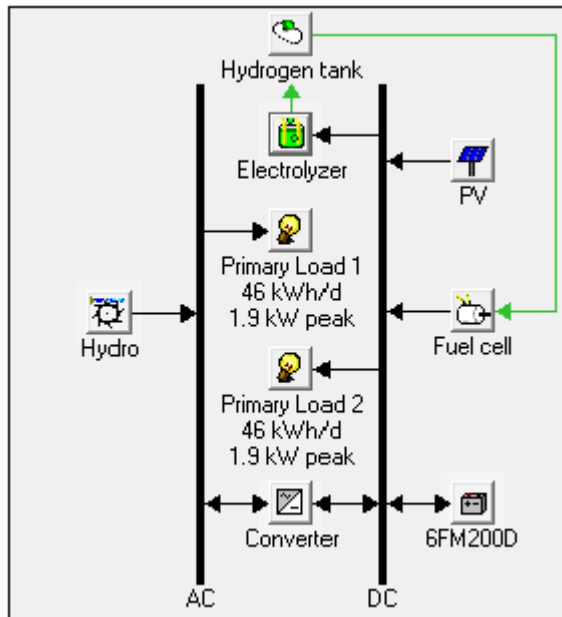
Figura 8 – Esquema do Sistema Híbrido de Geração de Energia Ambos Sistemas de Acumulação.



Fonte: Autor (2018).

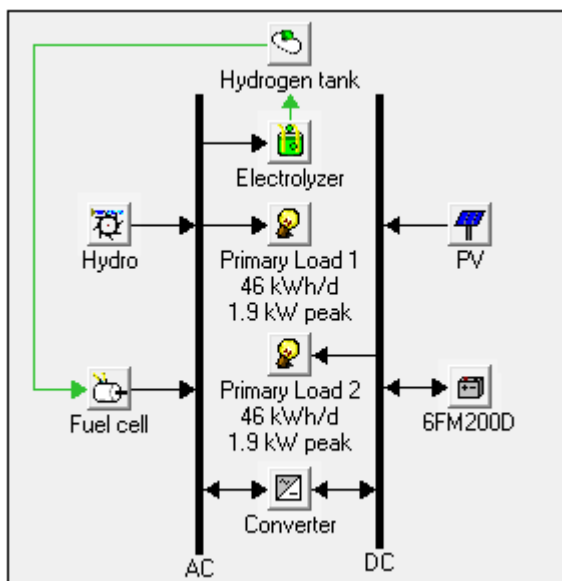
Na figura 9, tem-se a variação de topologias do caso da figura 9, ambas com a carga dividida igualmente, e na figura 10, o sistema a célula de combustível no barramento de corrente alternada, de modo a se esgotar as possibilidades de combinação de topologias.

Figura 9 – Topologia do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Ambos Sistemas de acumulação com carga dividida.



Fonte: Autor (2018).

Figura 10 - Topologia do Sistema Híbrido de Geração de Energia com Ambos Sistemas de acumulação com carga dividida com a célula no barramento de corrente alternada.



Fonte: Autor (2018).

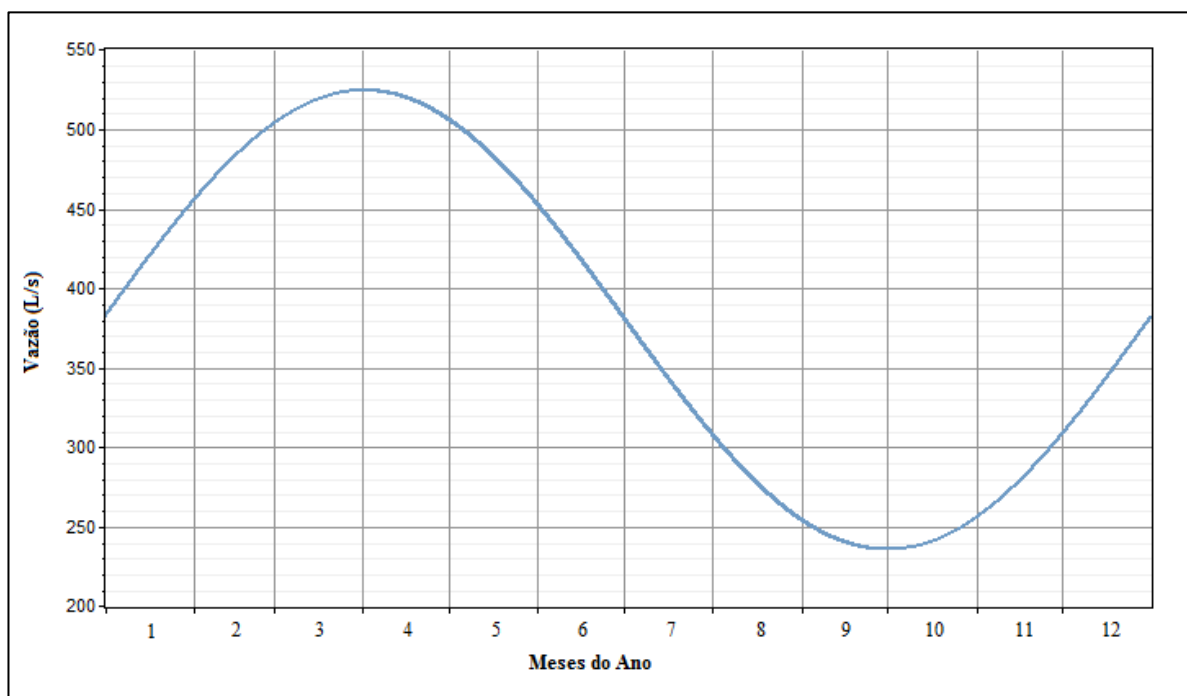
As topologias de sistema híbrido mostradas serão consideradas base para investigação pelo software.

Em relação a operação do sistema, o software direciona todo excesso de energia para os sistemas de acumulação após o limite de abastecimento da carga elétrica. Atingindo o limite dos sistemas de armazenamento, a energia é desperdiçada em uma carga resíduo (dump load), que é expressa como excesso de eletricidade.

### 3.1.2 Curvas de Disponibilidade Energética

As curvas de disponibilidade energética solar e hidráulica teóricas, são calculadas pelas expressões (1), (2) (3) e (4) das seções 2.1 e 2.2, com base nos mesmos valores utilizados por Beluco (2001). Nas figuras 11 e 12, são mostrados os gráficos das disponibilidades hidráulica e solar respectivamente, que serão entradas principal de dados no software Homer, dos recursos naturais.

Figura 11 - Curva de Disponibilidade Hidráulica em L/s pelos Meses de um Ano.

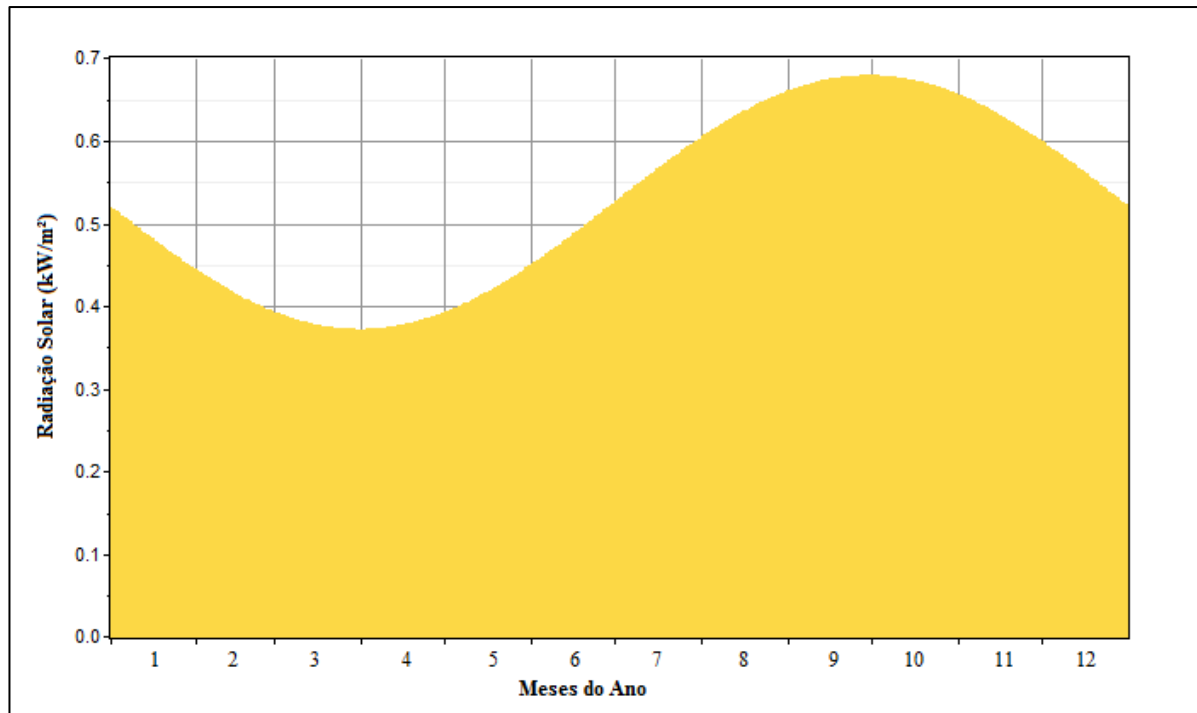


Fonte: Autor (2018).

As curvas das figuras 10 e 11 têm os pontos de mínimo de uma coincidindo com o máximo da outra quando associadas como entrada de um sistema híbrido de geração de energia. Assim, pela figura 12, o dia 91 ocorre o mínimo da disponibilidade solar e máximo da hidráulica, e no

dia 273 o oposto, desse modo, se garante a relação base da complementaridade energética no tempo entre as curvas de disponibilidade de cada fonte de energia, mais precisamente garante o índice parcial de complementaridade no tempo próximo da unidade ( $k_t = 1$ ).

Figura 12 – Curva de Disponibilidade Solar em kW/m<sup>2</sup> pelos Meses de um Ano.

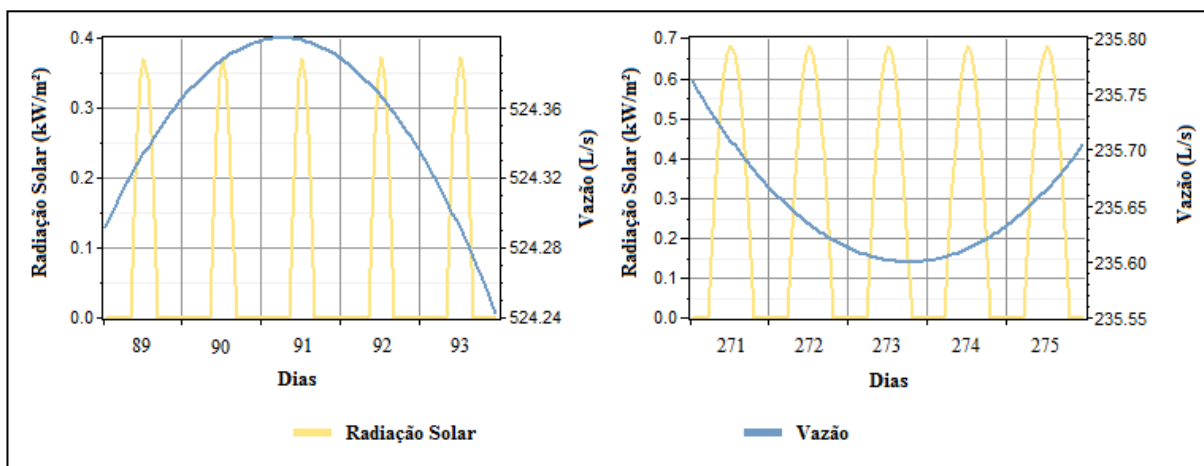


Fonte: Autor (2018).

A partir desse cenário base definido no parágrafo anterior, outras relações são feitas defasando-se a curva de disponibilidade solar em relação a curva hidráulica até a situação de similaridade para os posteriores ensaios, onde os máximos se coincidem e igualmente os mínimos. Esse cenário extremo similar entre as curvas é definido como o índice de complementaridade no tempo nulo ( $k_t = 0$ ), situação inversa demonstrada pela figura 12.

Os cenários intermediários são selecionados conforme apresentado por Beluco (2001), logo entre a situação da figura 13 e seu extremo inverso, adiciona-se uma defasagem de trinta dias da situação de complementaridade no tempo unitária na curva de disponibilidade solar por três vezes, o que gera um total de cinco cenários de referência para os ensaios realizados nesse trabalho.

Figura 13 - Disponibilidade Solar e Hidráulica em kW/m<sup>2</sup> e L/s pelos Dias, Durante os Dias de Mínimos e Máximos das Curvas.



Fonte: Autor (2018).

### 3.1.3 Especificações dos Componentes do Sistema

Para se garantir os índices restantes de complementaridade, de modo a se obter o cenário inicial de complementaridade perfeita, os índices parciais próximos da unidade, é estrategicamente selecionado as dimensões dos componentes de geração do sistema híbrido e da carga elétrica demandada. Para o índice  $k_e$ , os montantes totais de energia gerada por cada fonte devem ser iguais, a partir das curvas de disponibilidade associadas aos seus componentes de geração respectivos. Já o de amplitude  $k_a$  depende dos montantes de energia e da carga elétrica diária dos dias máximo e mínimo do ano.

Então, inicialmente se determinou uma carga constante de 3,8 kW durante todas as horas do ano, valor escolhido para garantir um número inteiro de baterias recarregáveis para um dia de armazenamento de energia, pois um dia de carga tem uma demanda total de 91,2 kWh, que é múltiplo da capacidade nominal de uma bateria, com 7,6 kWh. Além disso, o valor 3,8 foi utilizado como fator multiplicativo na curva de vazão para se garantir que o índice parcial  $k_a$  de amplitude seja complementar em relação a fonte solar e a carga elétrica.

Em relação a bateria selecionada, a inclinação pela Surrete 4KS25P é justificada, fora sua disponibilidade no Homer, pela sua capacidade nominal de 1900 Ah, o número de ciclos de carga e descarga e a eficiência de ciclo de 80% (SURRETTE BATTERY COMPANY, 2014). A capacidade máxima considerada foi de 48 horas de autonomia, logo a potência instalada será 304 kW com até 40 dispositivos.

Com o valor de carga elétrica demandada selecionada estima-se a quantidade anual total da mesma de 33.288 kWh, assim metade desse valor deve ser gerado por cada fonte de energia para garantir o índice parcial  $k_e$  de complementaridade, que correspondem a uma potência instalada de 1,94 kW e 15,290 kW pelas fontes hidrelétrica e fotovoltaica respectivamente.

Para o aproveitamento hidráulico, a eficiência foi considerada de 50,97 para se atingir a quantidade de energia necessária para o ano, a queda de 1 metro para que a equação fundamental seja dependente apenas da curva de disponibilidade, e a vazão de projeto de 378 L/s para garantir a potência instalada desejada. O custo de capital por kW do aproveitamento hidráulico, foi estimado a partir dos empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas contratados nos leilões A-5 de 2016 e A-3 de 2015 com valores médios de US\$ 1831,55/kW e US\$ 1915,16/kW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015b, 2016a). Assim, considerou-se US\$ 2.000,0/kW.

Os painéis fotovoltaicos não possuem sistema de seguimento solar, são fixos em um ângulo de inclinação e azimute, e foi desconsiderado os efeitos da temperatura no modelamento.

Para o sistema a célula a combustível, considera-se a tecnologia alcalina para o eletrolisador, com um nível mínimo de 30% da potência instalada para sua entrada em operação e eficiência de 73%, seus custos se basearam no trabalho de Felgenhauer e Hamacher (2015), que investiga parâmetros econômicos de eletrolisadores alcalinos e de membrana polimérica comerciais, logo, se considerou um valor base de 1500 US\$/kW. Os tanques de hidrogênio com capacidade de compressão até 300 bar e capacidade em kg para até 48 horas de autonomia. Para o modelamento, os tanques iniciam com a capacidade máxima, assim como as baterias recarregáveis. A célula com eletrólito de membrana polimérica, tem como nível mínimo para entrar em operação de 30%, 60.000 horas de vida útil e eficiência de 45%.

Na tabela 3 é exposta as especificações de entrada de dados no software Homer para as simulações das topologias da figura 6, sendo elas a potência instalada ou tamanho dos componentes em kW ou kg, as eficiências dos componentes, os custos iniciais e de reposição por kW ou kg, custos de operação por ano, o tempo de vida e na última coluna informações adicionais específicas de cada componente do sistema. Esses, são baseados na consulta bibliográfica contida da seção 2.5, catálogo de especificações de equipamentos e sites de comercialização de equipamentos, os dois últimos referenciados na tabela 3.



Tabela 3 – Especificações de Entrada para o Modelamento do Sistema Híbrido.

<b>Especificações de base do Sistema Híbrido</b>						
<b>Componentes</b>	<b>Especificações</b>					
	Potência Instalada (kW) ou Tamanho (kg)	Eficiência (%)	Custo Inicial/Custo Reposição (US\$/kW) ou (US\$/kg)	Custo de Operação (US\$/ano)	Ciclo de vida (anos)	Adicionais
Gerador Hidráulico	1,94	50,97	2000,0	47,6	25	Queda 1m Vazão de Projeto de 387 L/s
Gerador Fotovoltaico	15,29	-	3000,0	437,0	12,5	-
Baterias	0-304,0	80,0	1230,0	6,0	12	Mínimo Estado de Carga de 40%
Conversores	3,0	90,0	900,0	0	15	-
Eletrolisador	0 3,5 6,50	73,0	1500,0	195,0	10	Carga Mínima para Operação 30%
Tanque de Hidrogênio	0-5,47	-	600,00	0	20	100% Carga Inicial
Célula a Combustível	0 1,35 2,02 2,70	45,0	4000,0	219,0	6,84 (60.000 horas)	Carga Mínima para Operação 30%

Fonte: Carmo et al (2013), Energyshop (2017), Wholesolar (2017), Rollsbattery (2014), Empresa de Pesquisa Energética (2016b), Felgenhauer e Hamacher (2015) e Department of Energy (2013).

O tempo de ciclo de vida total do projeto foi considerado de 25 anos, com taxa de juros de 6% ao ano.

Para as topologias da figura 9 e 10, foi modificado a disposição da carga elétrica, no caso, dividida pela metade entre os barramentos de corrente alternada e contínua. Além disso, foi escolhido outro tipo de bateria, o modelo 6FM200D da Vision, com capacidade de 200 Ah

e tensão nominal de 12 V, com custo considerado de 200 US\$ por dispositivo. Na tabela 4, estão os parâmetros distintos em relação a tabela 3.

Tabela 4 - Especificações para Topologias das Figuras 9 e 10.

<b>Especificações para Topologias da Figuras 9 e 10</b>						
<b>Componentes</b>	<b>Especificações</b>					
	Potência Instalada (kW) ou Tamanho (kg)	Eficiência (%)	Custo Inicial/Custo Reposição (US\$/kW) ou (US\$/kg)	Custo de Operação (US\$/ano)	Ciclo de vida (anos)	Adicionais
Baterias	0-96,0	80,0	200,0	10,0	12	Mínimo Estado de Carga de 40%
Conversores	4,0	90,0	900,0	0	15	-

Fonte: Autor (2018).

### 3.1.4 Roteiro de Simulações

Com base nas condições já descritas nas subseções anteriores, se faz a roteirização dos modelamentos a serem realizados.

Inicialmente se simulou iterativamente até a situação base próxima da perfeita complementaridade entre as curvas de disponibilidade energética do sistema híbrido, em que foi definido os parâmetros técnicos de carga elétrica, potência instalada dos geradores e tamanho dos sistemas de armazenamento de energia.

Após a etapa base anterior, se faz a primeira experimentação de variação da complementaridade energética no tempo, partindo do cenário complementar, situação da figura 12, e defasando a curva de disponibilidade solar conforme descrito na subseção 3.1.2, até a situação de similaridade, em relação ao índice  $k_t$ .

A mudança no índice  $k_e$ , mostra o impacto de se ter uma curva de disponibilidade energética tendo maior quantidade de energia total anual disponível, em relação a outra fonte de energia. Assim, defasa-se as quantidades de energia entre as fontes de energia, partindo da situação complementar, em que a energia é dividida igualmente entre as fontes geradoras até o extremo desnível selecionado. Nesse ensaio, foi selecionado um desnível máximo 50% entre a geração de cada fonte de energia a partir da complementaridade de energia total ( $k_e = 1$ ), ao

passo de 5% entre cada fonte de energia, com patamares limites de 25% e 75% para a mínima e máxima geração respectivamente.

Nesse trabalho a variação do índice  $k_a$  foi garantida como consequência da cenarização anterior, logo seu índice foi analisado passivamente através dos casos de  $k_e$ .

Outro cenário de ensaio é a mudança nas dimensões dos sistemas de armazenamento, aumentando sua autonomia de quarenta e oito horas para valores maiores, de modo a se determinar soluções técnico-econômicas relacionadas a acumulação de longo prazo, associado principalmente ao cenário de similaridade no tempo,  $k_t$  nulo, onde se exige mais dos sistemas de acumulação.

## 4 RESULTADOS

Os resultados são apresentados em três seções, a primeira trata do estudo das topologias definidas na metodologia, em relação a variação do índice de complementaridade no tempo. Na segunda, estuda-se a complementaridade de energia e passivamente a complementaridade das amplitudes, mantendo estática a complementaridade no tempo para as topologias com ambos sistemas de acumulação. Na última, analisa-se os resultados obtidos na mudança nas dimensões dos sistemas de acumulação, que objetiva determinar soluções de longo prazo para a armazenagem de energia.

### 4.1 CENÁRIO DE COMPLEMENTARIDADE NO TEMPO

Nesta seção, são discutidos os resultados relativos a variação de complementaridade no tempo, especificamente a variação do índice parcial  $k_t$  iniciando na unidade até zero para cada uma das topologias das figuras 6, 7, 8, 9 e 10. Nesses resultados, seleciona-se as simulações otimizadas que correspondem ao menor nível de falha alcançado, em outros termos, a melhor situação de cada cenário de complementaridade, a partir da falha de abastecimento e custo de energia do sistema, como parâmetros de referência. Na subseção 4.1.6, se estende para os outros casos viabilizados de maior falha de abastecimento, com objetivo de determinar como as dimensões dos sistemas de acumulação se modificaram.

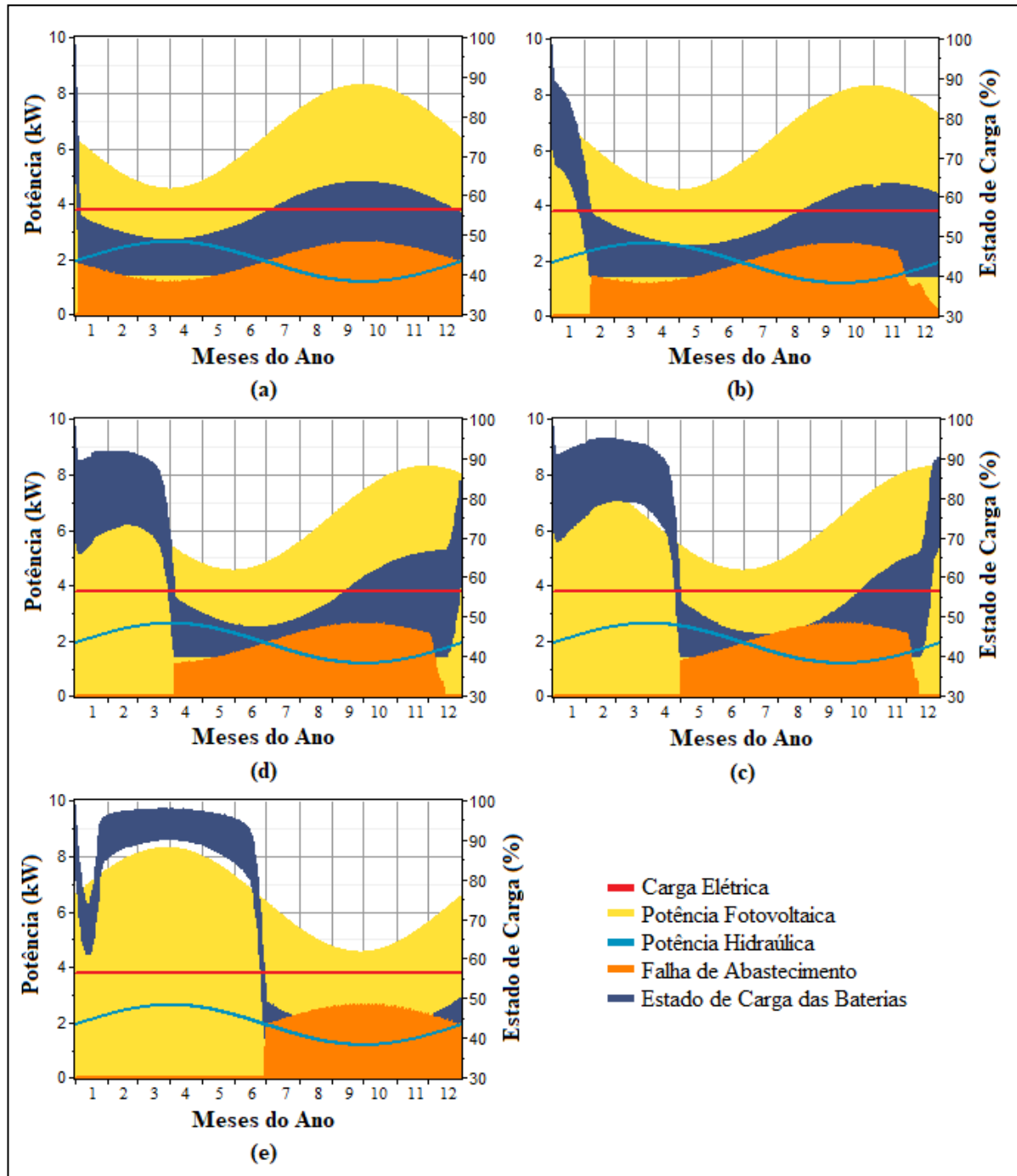
#### 4.1.1 Topologia com Baterias Recarregáveis

Na figura 14 (a), (b), (c), (d) e (e) são mostrados os gráficos com comportamento do sistema ao longo de um ano de operação com baterias recarregáveis de chumbo ácido, em distintos níveis de complementaridade energética, com base nas especificações contida na tabela 3 da subseção 3.1.3 e na topologia da figura 6. Sendo o gráfico (a), a situação próxima da perfeita complementaridade entre as fontes de energia, que corresponde aos índices  $k_t = 1,00$ ,  $k_e = 0,99$  e  $k_a = 0,93$ . E a partir desta, defasou-se em 30 dias para cada modelamento seguinte até a situação de similaridade em relação ao índice  $k_t$  das curvas, resultando em 0,83, 0,67, 0,50 e 0 para respectivamente os gráficos (b), (c), (d), (e) da figura 14.

Da figura 14, nota-se que em (a), o comportamento da falha é mais distribuído durante o ano, à medida que se faz a defasagem das disponibilidades energéticas até (e), concentra-se

tanto a falha, quanto o estado de carga das baterias, gerando comportamentos extremos. Em (e), a partir do mês 7 a bateria varia entre 40% e 50% seu estado de carga, já entre os meses 3 e 4 o estado das baterias varia de valores acima de 70% e inferiores a 100%.

Figura 14 - Resultados do Modelamento do Sistema Híbrido de Energia com Baterias para Distintos Índices  $k_t$ .



Fonte: Autor (2018).

A tabela 5 registra os resultados econômicos e as falhas de abastecimento, em relação as soluções obtidas na figura 14, para cada índice  $k_t$  modelado. Das soluções obtidas, nota-se que houve variação no custo de energia para cada caso simulado, isso ocorre devido ao aumento da falha de abastecimento da carga a medida em que o índice  $k_t$  diminui. Pois, o software calcula esse valor pelo montante de carga suprida. Além disso, existe uma maior necessidade de dispositivos de acumulação para menores níveis de complementaridade no tempo. Outro ponto, é o aumento do excesso de eletricidade com  $k_t$ , que é um montante de energia que não pode ser aproveitado, pela razão da carga elétrica já estar suprida e simultaneamente as baterias serem incapazes de acumular, assim essa energia é desperdiçada pelo sistema pela carga resíduo (dump load). Ainda, na tabela 5, apresenta-se a variação entre o cenário (a) e (e) para o custo de energia, falha e excesso de eletricidade. De maneira geral, os desempenhos econômico e energético tendem a melhorar com maiores níveis de complementaridade energética no tempo.

Tabela 5 -Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o Índice  $k_t$  dos Modelamentos Realizados com Baterias.

<b>Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice <math>k_t</math></b>						
Figura 14	Índice $k_t$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
(a)	1,00	196.815,0	9.561,0	0,513	9,90	0,27
(b)	0,83	198.774,0	9.618,0	0,519	9,97	0,25
(c)	0,67	192,897,0	9.447,0	0,516	12,10	3,10
(d)	0,50	194.856,0	9.504,0	0,533	14,00	5,60
(e)	0	220.323,0	10.245,0	0,625	17,10	10,10
Variação entre $k_t$ unitário e zero				<b>0,112</b>	<b>7,20</b>	<b>9,83</b>

Fonte: Autor (2018).

Na tabela 6, está exposto o montante de energia útil que os sistemas de acumulação estocaram, nesse caso, apenas com baterias. Nota-se, uma maior acumulação de energia nas baterias, à medida que a complementaridade aumenta, situação inversa do que se espera, já que existe uma maior necessidade de armazenamento com um maior nível de similaridade, ou seja, se acumula menos energia quando é mais necessário armazenar, isso ocorre pela diferença entre a distribuição da energia através do ano, em consequência de cada cenário complementaridade energética no tempo e seu relacionamento com as características das baterias. Cruzando, os

dados da tabela 6, com os parâmetros de falha de abastecimento, excesso de eletricidade e custo de energia entre os cenários, fica evidente a importância do aproveitamento de melhores níveis de complementaridade no tempo para aumento no desempenho técnico-econômico do sistema híbrido, uma vez que neles se acumula melhor, falha e desperdiça-se menos, e em consequência o sistema será menos custoso.

Tabela 6 - Análise da Energia útil Armazenada em Baterias.

<b>Análise da Energia útil Armazenada de Baterias</b>					
Parâmetros em % da Energia Total	Índice $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
Falha no Abastecimento	9,90	9,97	12,10	14,00	17,10
Energia Total	21,80	21,89	19,87	18,28	15,91
Energia nas Baterias	21,80	21,89	19,87	18,28	15,91
Energia em Hidrogênio	-	-	-	-	-

Fonte: Autor (2018).

#### 4.1.2 Topologia com Célula a Hidrogênio

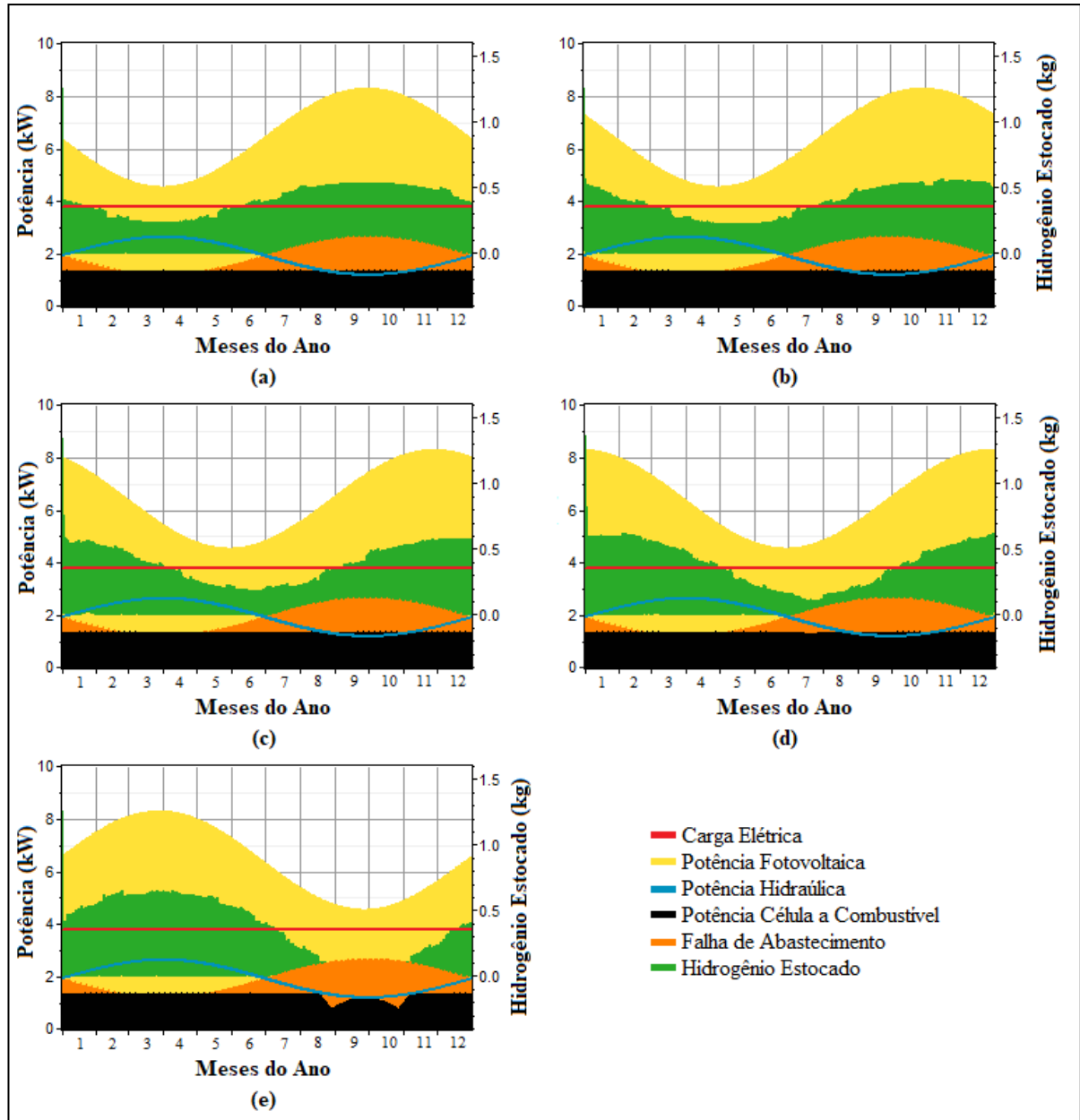
Os gráficos da figura 15 expressam as soluções para cada caso modelado em relação ao índice de complementaridade parcial  $k_t$ . Em (a), (b), (c), (d) e (e) são compostos de dois gráficos que mostram a potência gerada de energia das fontes e o nível de estoque de hidrogênio, em verde, em relação a falha, em laranja, e a geração elétrica pela célula a combustível, em preto, pelos meses de um ano.

Nota-se no caso (a), que a célula funciona por todo o tempo do ano, mas falha em torno de 23,60% do tempo em abastecer a carga por falta de hidrogênio no tanque, que corresponde a parte do período noturno, com exceção dos primeiros dias de operação. Isso ocorre devido à baixa eficiência de ciclo do sistema a célula de combustível, em torno de 32,85% para todos os cenários de complementaridade.

Nas simulações, a melhor otimização do sistema manteve a célula com uma potência instalada de 1,35 kW, que confere uma operação mais distribuída durante o ano, por isso a variação entre os gráficos (a), (b), (c), (d) e (e) da figura 15, tem apenas uma leve variação no cenário (e), diminuição devido à escassez de hidrogênio estocado. Já em relação ao tanque de hidrogênio, com capacidade de 1,365 kg, nota-se claramente sua variação de nível de gás estocado entre os cenários de complementaridade, sendo que em (e) ocorre uma maior

amplitude em relação aos outros cenários, que se reduz até (a). Em consequência, da energia convertida em hidrogênio pela operação do eletrolisador, este de potência instalada de 3,50 kW.

Figura 15 - Resultados do Modelamento do Sistema Híbrido de Energia com o Sistema a Célula de Hidrogênio para Distintos Índices  $k_t$ .



Fonte: Autor (2018).

Os resultados da modelagem para essa topologia não apresentaram variação nas dimensões dos componentes do sistema de acumulação a hidrogênio para a mudança na complementaridade no tempo, principal razão pelos resultados gráficos obtidos não variarem



entre cenários como na topologia com baterias. Essa decisão do software, está relacionada com as características dos componentes e a o excesso de energia disponível para acumulação, desse modo, ele dimensiona para tamanhos citados no parágrafo anterior, indiferente a variação da complementaridade. Ainda, nota-se dos gráficos da figura 15, que a quantidade máxima de hidrogênio estocado em cada cenário de  $k_t$  é de aproximadamente metade da capacidade total, logo não se necessita maiores capacidades para o tanque de hidrogênio, pois não há energia suficiente para se estocar do excesso de geração, ou essa energia não pode ser aproveitada por alguma restrição técnica, como a capacidade de conversão do eletrolisador, mínima de operação de 30% considerado.

Tabela 7 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o Índice  $k_t$  dos Modelamentos Realizados com Sistema a Célula de Hidrogênio.

<b>Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice <math>k_t</math></b>						
Figura 15	Índice $k_t$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
(a)	1,00	186.264,0	9.570,0	0,573	23,60	3,60
(b)	0,83	186.268,0	9.570,0	0,575	23,80	3,90
(c)	0,67	186.260,0	9.570,0	0,578	24,20	4,50
(d)	0,50	186.262,0	9.570,0	0,582	24,80	5,40
(e)	0	186.213,0	9.566,0	0,590	25,90	7,10
Variação entre $k_t$ unitário e zero				<b>0,017</b>	<b>2,30</b>	<b>3,50</b>

Fonte: Autor (2018).

Comparando com a topologia da subseção anterior 4.1.1, a variação de falha, excesso de eletricidade e custo de energia, da tabela 7, são consideravelmente menores entre os cenários de complementaridade no tempo unitário (a) e zero (e), da figura 15. Nota-se, que o sistema a hidrogênio, tende a reduzir o desempenho à medida que a complementaridade diminui, mas em uma taxa menor que o sistema de baterias. Logo, apesar da falha absoluta ser sempre maior, devido à baixa eficiência de ciclo, o desempenho entre os cenários varia menos, o que sugere uma dependência menor do hidrogênio, em relação a variação da complementaridade no tempo, ou seja, a acumulação em hidrogênio tem capacidade de compensar a similaridade com performance mais elevada, em comparação as baterias para esta topologia. Ainda, em relação ao custo de energia, o cenário de  $k_t$  zero, das baterias se determina 0,625US\$/kWh contra

0,590US\$/kWh, no de hidrogênio, único caso em que a situação se inverte. Isso ocorre pelo grande número de baterias necessário para garantir a viabilidade do caso, 30 dispositivos no total, o que eleva o custo do sistema híbrido da figura 14 (e).

Da tabela 8, o desempenho energético da acumulação reduz para níveis de  $k_t$  tendendo a zero, mas em menor taxa, em comparação as baterias. Portanto, tem performance melhor que as baterias nos cenários de maior similaridade entre as fontes de energia.

Tabela 8 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas a Célula a Combustível.

<b>Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas a Célula a Combustível.</b>					
Parâmetros em % da Energia Total	Índice $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
Falha no Abastecimento	23,60	23,80	24,20	24,80	25,90
Energia Total	6,50	6,45	6,39	6,30	6,14
Energia nas Baterias	-	-	-	-	-
Energia em Hidrogênio	6,50	6,45	6,39	6,30	6,14

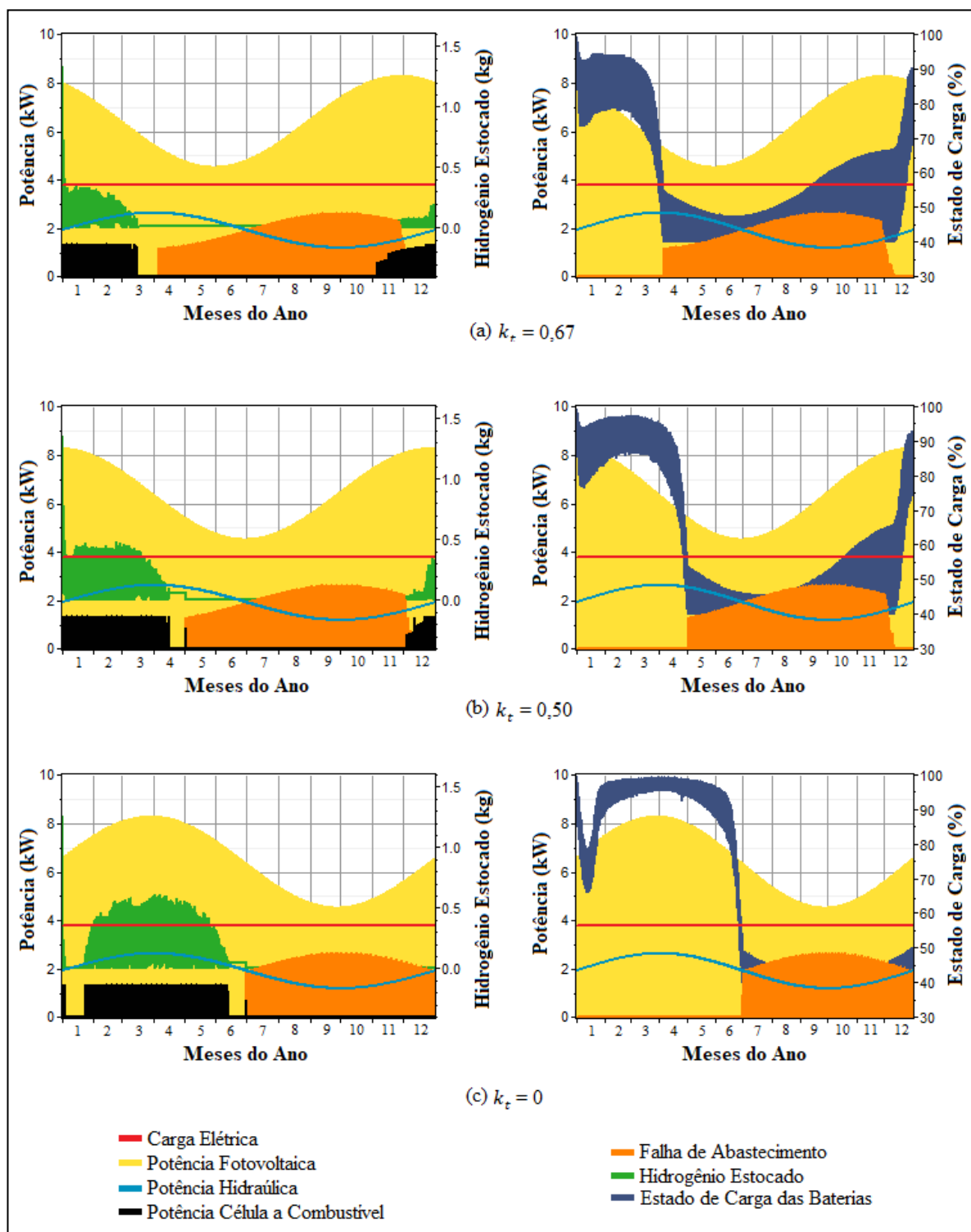
Fonte: Autor (2018).

Em relação aos resultados econômicos nota-se que o custo de energia aumenta com a diminuição do índice  $k_t$ , devido a parcialmente o aumento da falha, mesma razão já discutida na seção 4.1.1, e também ao aumento do custo de operação, por razão da operação da célula de combustível, de 1.787 horas, 1.791 horas, 1783 horas, 1.785 horas e 1.733 horas para respectivamente (a), (b), (c), (d) e (e) da figura 15.

#### 4.1.3 Topologia Base com Ambos Sistemas de Armazenamento

Na topologia com os dois sistemas de armazenamento presentes, figura 8, o software encontra semelhante comportamento técnico do resultado obtido na seção 4.1.1, com diferença nos casos de  $k_t$  igual a 0,67, 0,50 e 0, figura 16 (a), (b) e (c), pela maior produção de hidrogênio e conseqüentemente de energia pela célula de combustível, resultante do excesso de eletricidade que se torna aproveitável com a presença do hidrogênio no sistema. Esse, excesso de eletricidade, notadamente diminui em relação aos casos das subseções anteriores, na última coluna a direita da tabela 9 expõe-se. Já nos cenários de  $k_t$  igual a 1 e 0,83, não há produção significativa de hidrogênio pela vantajosa distribuição energética oferecida pelos bons níveis de complementaridade no tempo, e sua relação com a operação das baterias, de maior desempenho.

Figura 16 – Gráficos dos casos de complementaridade de Índice  $k_t = 0,67, 0,5$  e  $0$  para a topologia da figura 8.



Fonte: Autor (2018).

Na tabela 9, é exposto os resultados obtidos para o caso conjunto, com falhas próximas ao caso da seção 4.1.1, algumas idênticas como em  $k_t$  iguais a 0,83, 0,50 e 0. Ainda, os custos

são maiores que o sistema híbrido com baterias apenas, pela inclusão do sistema a hidrogênio. A variação de falha e excesso de eletricidade reduziram em 0,20% e 3,00% respectivamente. Portanto, não houve um aumento significativo de desempenho geral energético no uso de ambos sistemas de acumulação de energia, pois não houve impacto na falha de abastecimento da carga, apenas se reduziu o excesso de eletricidade através da inclusão do hidrogênio.

Tabela 9 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o Índice  $k_t$  dos Modelamentos Realizados com os dois Sistemas de Armazenamento.

<b>Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice <math>k_t</math></b>					
Índice $k_t$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
1,00	217.860,0	10.407,0	0,570	10,10	0,50
0,83	221.787,0	10.521,0	0,579	9,97	0,17
0,67	216.136,0	10.368,0	0,577	12,00	0,70
0,50	218.301,0	10.441,0	0,597	14,00	1,30
0	243.993,0	11.200,0	0,692	17,10	3,50
Variação entre $k_t$ unitário e zero			<b>0,122</b>	<b>7,00</b>	<b>3,00</b>

Fonte: Autor (2018).

Na figura 16, tem-se os casos que o Índice  $k_t$  vale 0,67, 0,5 e 0, neles a célula opera durante a disponibilidade do hidrogênio, pelo excesso de eletricidade convertido da alta disponibilidade energética das fontes de geração, que causa uma menor variação de estado de carga das baterias em relação ao sistema da subseção 4.1.1, gerando uma curva mais estreita, principalmente no caso de  $k_t = 0$ , em comparação dos três piores casos de complementaridade energética da figura 14(c), (d) e (e).

Na tabela 10, tem-se a análise energética dos sistemas de acumulação funcionando em conjunto, a energia total tem comportamento semelhante aos investigados nas duas subseções anteriores, ela diminui à medida que a complementaridade reduz, em maior parte fornecida pelas baterias. Mas, em relação ao hidrogênio ocorre o oposto, a energia útil acumulada em hidrogênio tende a aumentar em direção à similaridade das fontes energéticas, quando há presença de baterias, como já discutido no parágrafo anterior, o sistema a hidrogênio aproveita-se a energia da alta disponibilidade, que no sistema de baterias não se alcança, assim reduzindo o excesso de eletricidade. Esse caso fundamenta mais claramente, em comparação a topologia

da subseção 4.1.2, o melhor desempenho do hidrogênio como sistema de acumulação mais indicado para situações de similaridade para essa topologia.

Tabela 10 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação.

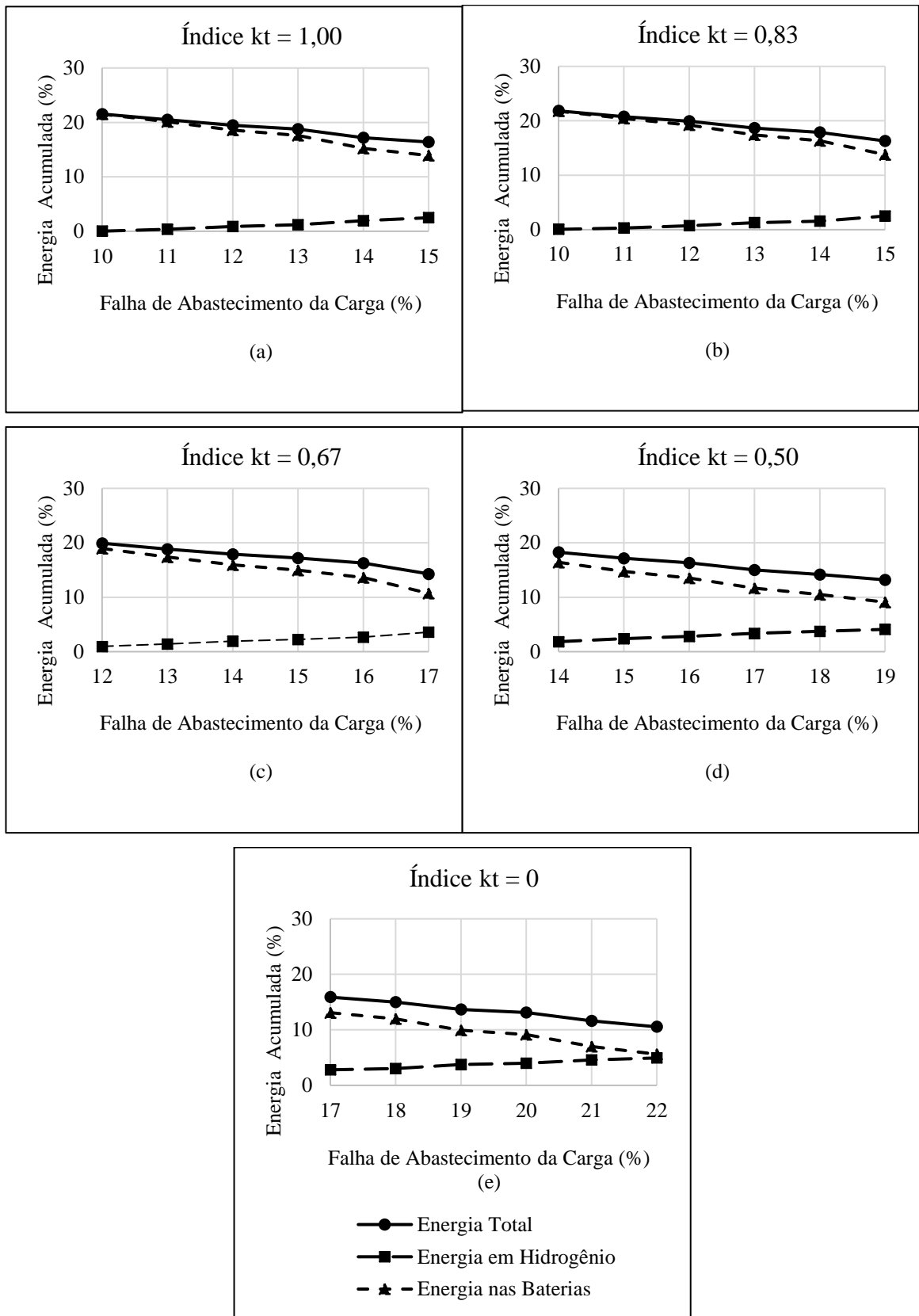
<b>Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação</b>					
Parâmetros em % da Energia Total	Índice $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
Falha no Abastecimento	10,10	9,97	12,00	14,00	17,10
Energia Total	21,53	21,82	19,92	18,25	15,89
Energia nas Baterias	21,51	21,76	18,95	16,42	13,09
Energia em Hidrogênio	0,02	0,05	0,96	1,83	2,80

Fonte: Autor (2018).

O comportamento encontrado e discutido no parágrafo anterior, fica ainda mais evidente quando se analisa os casos seguintes viabilizados. Ao analisá-los, em relação a energia que passa pelos sistemas de acumulação, nota-se que a medida que se admite maiores falhas, o sistema tende a aumentar a participação do hidrogênio e reduzir a acumulação em baterias, assim aumentando a energia útil que é armazenada em gás, nos gráficos da figura 17, mostra-se a variação de energia dos sistemas de acumulação com o aumento de falha de abastecimento. Cada ponto marcador, nos gráficos, corresponde a um caso otimizado pelo software, sendo do primeiro até o sexto melhor caso viabilizado, para cada cenário de complementaridade no tempo, com (a) em unitário, até (e) em zero. Delas, nota-se, à medida que se admite maiores falhas de abastecimento da carga em cada cenário, a participação do hidrogênio como sistema de acumulação aumenta em todos os casos de complementaridade, ou seja, a modelagem seleciona reduzir o número de baterias e utilizar mais o hidrogênio para uma maior admissão de falha, ressaltando o gráfico (e), a energia útil em hidrogênio corresponde a 4,93% nas baterias se acumula 5,60% totalizando em aproximados 10,54% para 22,00% de falha, enquanto no caso original, pela coluna de índice  $k_t$  nulo da tabela 10, é menor para o hidrogênio, maior para as baterias, totalizando em 15,89%.

Dessa última comparação dos dados encontrados, a admissão de maiores falhas tende a reduzir o desempenho geral dos sistemas de acumulação, todos os gráficos da figura 17 decrescem em energia total estocada para uma elevação de falha, em razão da redução do número de baterias e da eficiência baixa de ciclo do hidrogênio, mas a performance isolada do último aumenta.

Figura 17 – Variação da Energia útil Acumulada nos Sistemas de Armazenamento em relação a Falha de Abastecimento para cada caso de Complementaridade Energética.

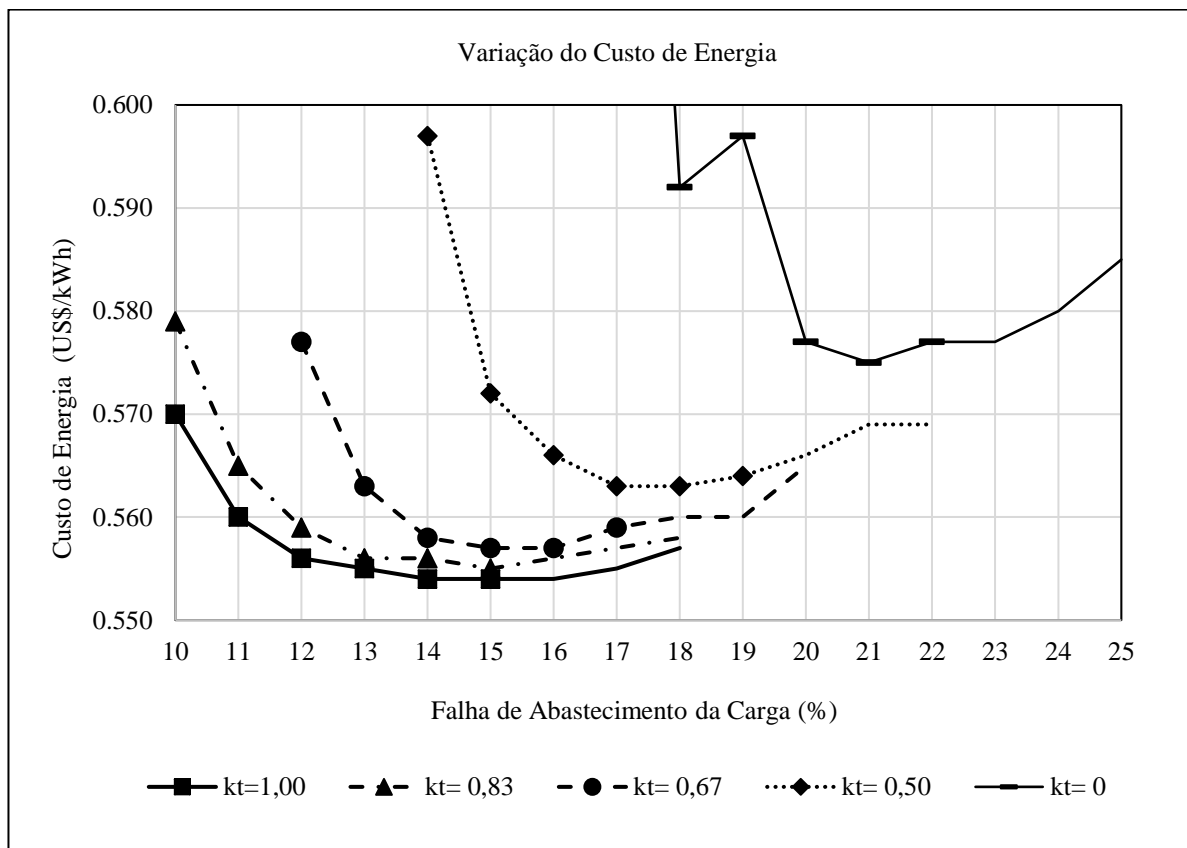


Fonte: Autor (2018).

Investigando as curvas de cada cenário de complementaridade no tempo, em relação falha e o custo de energia, figura 18, nota-se que os valores de energia por quilowatt diminuem com o crescimento da falha, e convergem para um valor mínimo com comportamento parabólico aproximado, recorrente entre as modelagens 4º e 5º, que são representados na mesma posição nos marcadores dos gráficos da figura 18, da esquerda para direita. Portanto, existem dois pontos de desempenho máximo, um relativo a energia para o maior possível abastecimento da carga elétrica, mais custoso, e o outro econômico, que se permite uma elevação de falha para obter-se um menor custo de energia, que gera como consequência a uma maior produção e uso do hidrogênio.

Os custos mínimos encontrados são US\$0,554, US\$0,555, US\$0,557, US\$0,563 e US\$0,575, com energias totais acumuladas de 17,17%, 16,29%, 16,29%, 14,19% e 11,61% para respectivamente, os cenários de complementaridade no tempo unitário até zero. Assim, também é constatado, que se acumula mais energia para maior nível de complementaridade, com um menor custo de energia.

Figura 18 – Variação do Custo de Energia em relação a Falha de Abastecimento para cada Curva de Cenário de Complementaridade Energética no Tempo.

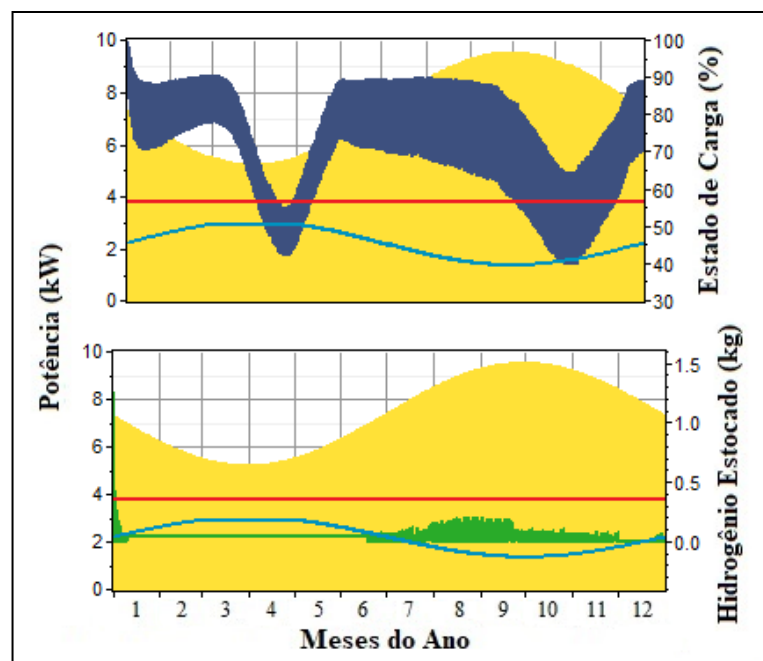


Fonte: Autor (2018).

#### 4.1.4 Análise da Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Condição de Falha Nula

Nessa subseção foi reensaiada a topologia com os dois sistemas de acumulação da seção anterior 4.1.3, com o montante energético gerado pelas fontes de energia necessário para o alcance da situação de falha nula para cada cenário de complementaridade energética no tempo. Nas figuras 19, 20, 21, 22 e 23, são mostradas as respectivas soluções gráficas para cada nível de complementaridade energética. Sendo, em amarelo a potência fotovoltaica gerada, em azul celeste a potência gerada pela fonte hidroelétrica, em vermelho a carga elétrica demandada pelo sistema, verde a quantidade de hidrogênio estocado e em tom azulado mais escuro o estado de carga das baterias.

Figura 19 – Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com  $k_t=1,00$ .

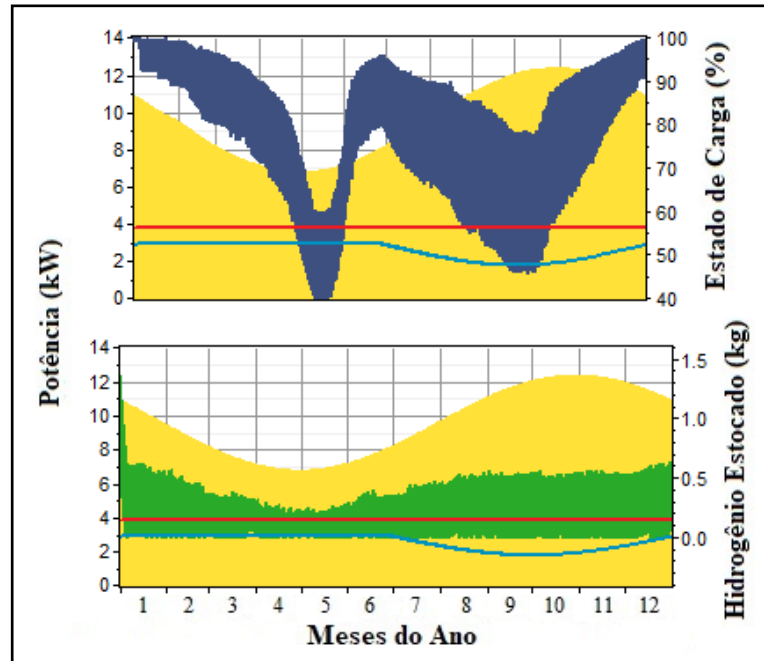


Fonte: Autor (2018).

O estado de carga das baterias tende a diminuir nas zonas de mínimo de ambas as curvas e seu comportamento se concentra em direção da complementaridade energética nula, conforme também constatado na seção 4.1.3.

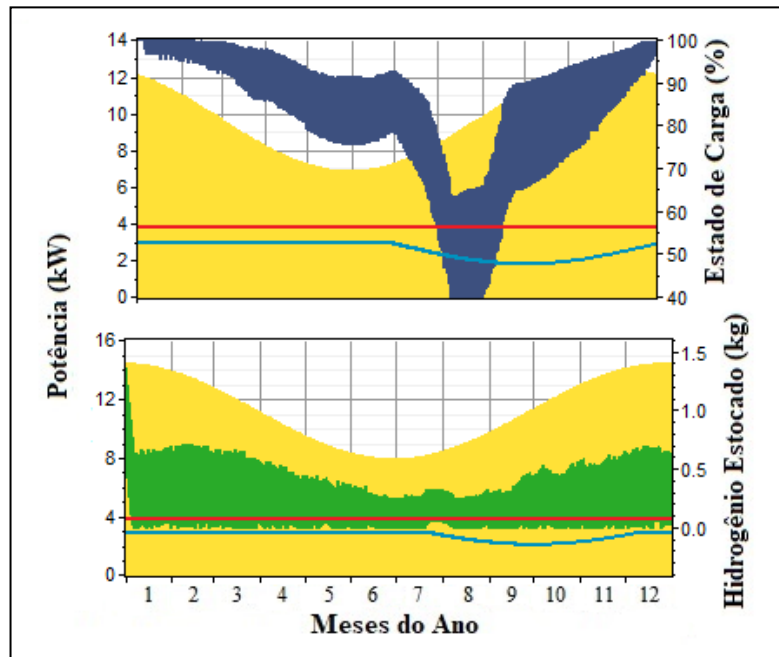


Figura 20 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com  $k_t=0,83$ .



Fonte: Autor (2018).

Figura 21 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com  $k_t=0,67$ .

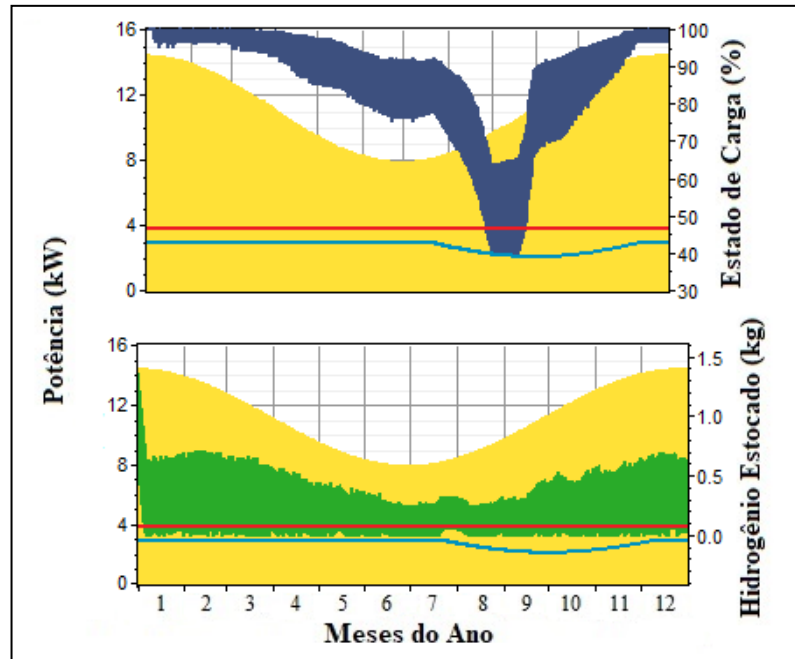


Fonte: Autor (2018).

O hidrogênio é mais utilizado nos três índices intermediários de complementaridade, e um pouco no caso totalmente similar, mas notadamente em menor variação em comparação as baterias, chegando apenas no caso da figura 23 na sua capacidade máxima disponível de

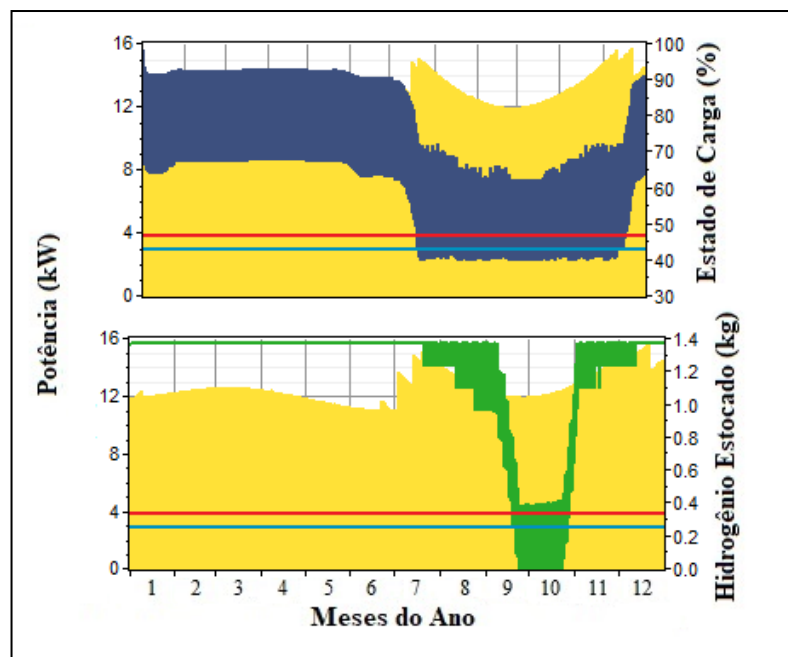
estocagem. Nesse último cenário, o hidrogênio só é utilizado na baixa disponibilidade de ambas as fontes de energia.

Figura 22 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com  $k_t=0,50$ .



Fonte: Autor (2018).

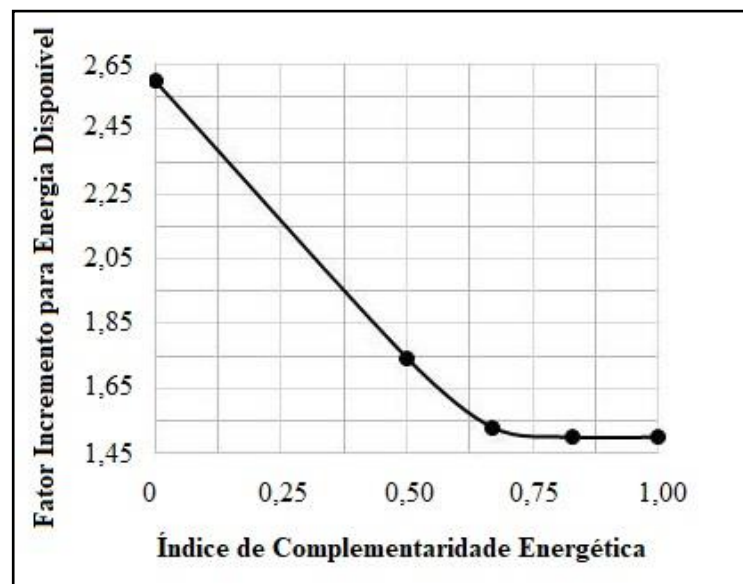
Figura 23 - Topologia com ambos Sistemas de Armazenamento para Falha nula, com  $k_t=0$ .



Fonte: Autor (2018).

Na figura 24, é mostrado o fator escalar de incremento de energia para cada cenário de complementaridade energética no tempo para que o sistema alcance a falha nula. Assim, nota-se que a medida que a complementaridade diminui, o montante de energia necessário para não ocorrer a falha de abastecimento aumenta. No cenário de  $k_t = 0$ , por exemplo, exige-se mais de duas vezes e meia o valor do caso totalmente complementar no tempo base da seção 4.1.3. Logo, o aproveitamento da complementaridade energética reduz um grande dispêndio de energia para o alcance da falha nula, no caso, o fator de incremento para  $k_t = 1,00$  fica em torno de 1,47 elevado do caso base.

Figura 24 – Incremento Energético para Garantia de Falha nula para cada Índice de Complementaridade no Tempo.



Fonte: Autor (2018).

#### 4.1.5 Topologia com a Carga Dividida entre Barramentos

Nessa topologia, a falha de abastecimento reduziu significativamente em relação ao caso da subseção anterior 4.1.3, passou de aproximadamente 10% para 7% no melhor cenário de complementaridade no tempo, pela comparação entre as tabelas 11 e 10. Isso acontece pela mudança na disposição da carga elétrica da topologia da figura 9. Essa divisão tende a melhorar a distribuição da geração para cada um dos barramentos, pela menor quantidade necessária de energia que passa através do conversor elétrico, elevando a eficiência geral do sistema híbrido.

Em relação a energia útil acumulada, tabela 12, há impacto tanto nas baterias, quanto no hidrogênio. No caso de  $k_t$  nulo, as baterias têm menos energia acumulada durante o ano, e o

hidrogênio acumula mais, que nas simulações da subseção 4.1.3. Assim, o aumento de eficiência geral do sistema híbrido pela menor utilização do conversor elétrico tende a evidenciar mais o comportamento já constatado pela topologia da figura 8.

Tabela 11 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice  $k_t$  para topologia da figura 9.

<b>Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice <math>k_t</math></b>					
Índice $k_t$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
1,00	210.869,0	11.050,0	0,533	7,08	0,17
0,83	209.710,0	10.974,0	0,536	8,00	0,25
0,67	209.035,0	10.828,0	0,546	10,10	0,80
0,50	203.398,0	10.575,0	0,550	13,10	2,30
0	201.388,0	10.402,0	0,564	16,10	4,80

Fonte: Autor (2018).

Tabela 12 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação para topologia da figura 9.

Parâmetros em (%)	Índice $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
Falha no Abastecimento	7,08	8,00	10,10	13,10	16,10
Energia Total	22,91	22,09	20,29	17,67	15,48
Energia nas Baterias	22,85	21,62	18,93	15,33	12,55
Energia em Hidrogênio	0,05	0,47	1,35	2,34	2,93

Fonte: Autor (2018).

#### **4.1.6 Topologia com a Carga Dividida com o Sistema a Célula de Combustível no Barramento de Corrente Alternada**

Análoga, as simulações da subseção anterior, a disposição da carga aumenta a eficiência geral do sistema. Os parâmetros da tabela 13, diferem da tabela 11 por uma pequena redução, no excesso de eletricidade.

Tabela 13 - Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice  $k_t$  para topologia da figura 10.

<b>Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice <math>k_t</math></b>					
Índice $k_t$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
1,00	210.867,0	11.049,0	0,533	7,09	0,21
0,83	209.763,0	10.979,0	0,536	8,02	0,26
0,67	208.906,0	10.833,0	0,546	10,10	0,50
0,50	203.982,0	10.605,0	0,551	13,00	1,70
0	201.678,0	10.424,0	0,565	16,10	3,90

Fonte: Autor (2018).

Já em relação ao montante de energia acumulado, pela tabela 14, reduz-se a energia do hidrogênio estocado por uma pequena diferença, em razão, da célula estar no barramento de corrente alternada, pois isso gera necessidade do inversor funcionar mais que no caso da subseção anterior 4.1.4, reduzindo a eficiência geral minimamente.

Tabela 14 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação para topologia da figura 10.

Parâmetros em (%)	Índice $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
Falha no Abastecimento	7,09	8,02	10,10	13,00	16,10
Energia Total	22,90	22,10	20,37	17,96	15,73
Energia nas Baterias	22,86	21,70	19,12	15,81	12,93
Energia em Hidrogênio	0,03	0,39	1,25	2,14	2,80

Fonte: Autor (2018).

Ainda assim, ambos os casos demonstram o melhor desempenho do hidrogênio para piores níveis de complementaridade energética no tempo, quando operado em conjunto com as baterias recarregáveis.

Logo, dos ensaios para esgotamento de topologias com ambos sistemas de acumulação, praticamente não houve distinção significativa, exceto a redução da falha geral de abastecimento, pela menor necessidade de utilizar o conversor elétrico na operação, com a carga

elétrica dividida. Já, a mudança das baterias recarregáveis tem apenas impacto em performance econômica, ao invés de energética, em sua operação.

#### 4.1.7 Análise da Dimensão dos Sistemas de Acumulação

As modelagens anteriores correspondem aos melhores casos de simulação e otimização fornecidos pelo Homer, nesta subseção analisou-se a falha de abastecimento como variável de sensibilidade. Assim, partindo da menor falha encontrada viabilizada até uma falha de referência considerada para cada tabela 15 de resultados a seguir, como fim da investigação. Com isso, procura-se encontrar a variação das dimensões dos sistemas de acumulação à medida que se admite maiores falhas, em relação aos cenários de complementaridade no tempo.

Tabela 15 – Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para topologia da figura 6.

Falha de Abastecimento (%)	Número de baterias em Relação a Falha e o índice $k_t$				
	Índice de complementaridade $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
10	18	19	-	-	-
11	15	16	-	-	-
12	13	14	16	-	-
13	12	12	14	-	-
14	11	11	12	17	-
15	10	10	11	13	-
16	9	9	10	11	-
17	8	9	9	10	30
18	8	8	8	9	12

Fonte: Autor (2018).

Na tabela 15, mostra-se a solução obtida para a topologia da figura 6, que relata o quanto o número de baterias varia, em relação ao aumento da falha de abastecimento da carga. Nota-se, uma maior necessidade de dispositivos à medida que o nível de complementaridade diminui. Ressaltando, o primeiro valor de número de dispositivos de cada coluna, que corresponde a topologia testada em 4.1.1, em sua maioria, o número de baterias aumenta a cada caso de redução de  $k_t$ , e pela análise já discutida das tabelas 5 e 6, conclui-se que com maior nível de complementaridade se armazena mais energia útil com menos dispositivos, o que explica a diferença econômica entre os cenários de complementaridade energética no tempo investigados, e fundamenta ainda mais a importância da análise pela perspectiva da complementaridade

energética no tempo. Ainda, analisando comparativamente os casos de complementaridade viabilizados numa mesma linha de falha, constata-se também um aumento do número de dispositivos para menores índices de complementaridade, em todos os cenários ensaiados. Logo, o sistema tende a necessitar de mais dispositivos de acumulação para maiores níveis de similaridade, mesmo com as baterias numa situação de performance limitada inerente do cenário  $k_t$  nulo.

Tabela 16 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para topologia da figura 8.

Falha de Abastecimento (%)	Número de baterias em Relação a Falha e o índice $k_t$				
	Índice de complementaridade $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
10	17	19	-	-	-
11	14	15	-	-	-
12	12	13	16	-	-
13	11	11	12	-	-
14	<u>9</u>	10	10	17	-
15	8	<u>8</u>	9	11	-
16	7	7	<u>8</u>	9	-
17	6	6	6	7	30
18	5	5	5	<u>6</u>	11
19	4	4	5	5	7
20	3	3	4	4	6
21	2	2	3	3	<u>4</u>
22	2	2	2	3	<u>3</u>
23	1	1	1	2	3
24	-	-	-	1	2
25	-	-	-	-	1

Fonte: Autor (2018).

Na tabela 16, mostra-se as simulações com a presença do hidrogênio, a topologia da figura 8, testada na subseção 4.1.3 em comparação ao caso anterior da tabela 15, para o número de dispositivos tem-se o mesmo comportamento, com uma redução mais evidente a medida que a falha aumenta no mesmo cenário de complementaridade, em razão do sistema a hidrogênio aumentar sua participação na operação com o aumento de falha, conforme mostrado nos gráficos da figura 17. Esses, que mostram como a energia útil acumulada pelos sistemas de armazenamento varia para maior admissão de falha no sistema híbrido para os primeiros seis casos de cada cenário de complementaridade no tempo. Ainda, pela tabela 16 é mostrado em sublinhado, o número de baterias relativo aos pontos de convergência de menor custo do sistema

híbrido para cada cenário de  $k_t$ , em relação a análise das figuras 17 e 18. Deles, quantifica-se o número de baterias otimizado em conjunto com o sistema de hidrogênio viabilizado, que apresentam o menor custo de energia e conseqüentemente a melhor solução da perspectiva econômica.

Nos casos, das topologias das figuras 9 e 10, representadas pelas tabelas 17 e 18, a mudança no regime de corrente de metade da carga elétrica tende a melhorar a eficiência geral do sistema, que é exposta pela menor falha geral dos casos de complementaridade. Do mesmo modo que a análise das tabelas 15 e 16, o sistema tende a necessitar de mais dispositivos à medida que a complementaridade diminui. Ocorre exceção, nos cenários de complementaridade no tempo nula e metade da unidade, pela diferença insignificante de redução de falha para um sistema com mais baterias, exemplificando com a simulação com 32 baterias para o cenário nulo de  $k_t$ , se alcança uma falha de 16,00%, enquanto a atual de 18 dispositivos, está em 16,10%, portanto o software decide assumir o 0,10% de falha e reduzir os custos do sistema. Outra razão, é a menor capacidade de acumulação de cada dispositivo, de 200 Ah, o que permite um melhor ajuste “fino” na etapa de simulações, em comparação com a bateria de base selecionada, com 1900 Ah.

Tabela 17 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para topologia da figura 9.

<b>Número de baterias em Relação a Falha e o índice <math>k_t</math></b>						
Falha de Abastecimento (%)	Índice de complementaridade $k_t$					
	1,00	0,83	0,67	0,50	0	
7	24	-	-	-	-	-
8	20	23	-	-	-	-
9	18	19	-	-	-	-
10	15	16	29	-	-	-
11	14	14	18	-	-	-
12	12	13	14	-	-	-
13	11	11	12	17	-	-
14	10	10	11	13	-	-
15	9	9	9	11	-	-
16	8	8	8	9	18	-
17	7	7	7	8	12	-
18	6	6	6	7	9	-

Fonte: Autor (2018).

Para a topologia da figura 7, apenas com a presença do sistema a hidrogênio, não houve variação significativa entre as dimensões do sistema apenas com hidrogênio, o software sempre



otimiza para a mesma solução em que o reservatório de hidrogênio tem capacidade de 1,365 kg de gás, e a célula com potência instalada de 1,350 kW e eletrolisador com potência de 3,50 kW, independente do cenário de complementaridade energética no tempo.

Tabela 18 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para topologia da figura 10.

Falha de Abastecimento (%)	Número de baterias em Relação a Falha e o índice $k_t$				
	Índice de complementaridade $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
7	24	-	-	-	-
8	20	23	-	-	-
9	18	19	-	-	-
10	16	16	28	-	-
11	14	15	18	-	-
12	12	13	14	-	-
13	11	11	12	18	-
14	10	10	11	13	-
15	9	9	10	11	-
16	8	8	9	9	18
17	7	7	7	8	12
18	6	6	6	7	9

Fonte: Autor (2018).

#### 4.2 CENÁRIO DE COMPLEMENTARIDADE DE ENERGIA E AMPLITUDE

Nessa seção, foi analisado o impacto no sistema híbrido da variação do índice de complementaridade de energia  $k_e$ . Para isso, defasa-se a curvas de disponibilidade energética uma em relação a outra no eixo ordenado, ou seja, varia-se a quantidade de energia gerada por cada sistema de geração, um em relação ao outro. No caso, considera-se um passo de 5% começando em 25% da energia até 75% para cada fonte. Logo, no cenário em que a quantidade de energia solar corresponde a 25%, a hidráulica será 75% da energia até a situação inversa, partindo do cenário base de complementaridade, exposto pela divisão de 50% para cada fonte de energia. A tabela 19, apresenta a relação das porcentagens de cada fonte, os índices  $k_e$  e  $k_a$  calculados correspondentes.

A partir da definição da tabela 19, executa as simulações para cada índice  $k_e$ , para as topologias das figuras 8 e 10. Sendo que, o cenário de índice unitário (fontes em 50% cada) equivale a situação de perfeita complementaridade aproximada já discutido na seção 4.1. Ainda,

a complementaridade no tempo é mantida no índice unitário para todos cenários contidos na tabela 19.

Tabela 19 – Cenários de Complementaridade de Energia Ensaiaados.

<b>Relação entre a Energia Gerada e seu Índice Calculado</b>			
Energia gerada (%)		Índice $k_e$ Correspondente	Índice $k_a$ Correspondente
Hidráulica	Solar		
75	25	0,50	0,40
70	30	0,60	0,65
65	35	0,70	0,87
60	40	0,80	0,99
55	45	0,90	0,99
50	50	1,00	0,93
45	55	0,90	0,85
40	60	0,80	0,75
35	65	0,70	0,65
30	70	0,60	0,53
25	75	0,50	0,43

Fonte: Autor (2018).

#### 4.2.1 Análise para a Topologia Base com ambos Sistemas de Armazenamento

Assim, pelas simulações é determinado os resultados expostos na tabela 20, para a topologia da figura 8. Nota-se, à medida que a participação de energia solar aumenta e a hidráulica diminui, a falha aumenta, passando de 7,95% para 15,90% de um extremo ao outro, o custo de energia segue a mesma tendência, pois o custo total presente e a operação crescem para um sistema com mais energia solar gerada.

Preliminarmente conclui-se, que é preferível uma participação menor da geração energia solar fotovoltaica, para se alcançar melhores performances técnico-econômicas. Ainda, analisando apenas em relação a falha de abastecimento da carga, percebe-se uma convergência em torno do índice  $k_e$  de valor 0,70 no lado da energia hidráulica, nele ocorre um mínimo de falha, especificamente 7,05%. Logo, o ponto de perfeita complementaridade aproximado, a unidade nos três índices parciais teoricamente, nesse caso, não é o mais vantajoso para essa configuração de sistema híbrido, os resultados sugerem um ponto ótimo distinto no relacionamento do aproveitamento das fontes de energia hidráulica e solar fotovoltaica, que se aproxima de uma configuração com 65% de energia gerada da primeira e 35% da solar.

Tabela 20 – Resultados das Simulações para cada Cenário de Complementaridade de Energia da Topologia da figura 8.

<b>Resultado das Simulações da Topologia da Figura 8</b>					
Índice $k_e$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Energia (%)
0,50	122.177,0	5.643,0	0,312	7,95	4,15
0,60	139.475,0	6.541,0	0,356	7,89	2,82
0,70	162.653,0	7.610,0	0,411	7,05	0,33
0,80	179.942,0	8.508,0	0,459	7,95	0,32
0,90	199.201,0	9.463,0	0,515	9,02	0,43
1,00	217.860,0	10.407,0	0,570	10,10	0,50
0,90	239.703,0	11.432,0	0,633	11,00	0,40
0,80	258.964,0	12.388,0	0,692	12,00	0,50
0,70	278.224,0	13.343,0	0,752	13,10	0,60
0,60	299.444,0	14.355,0	0,818	14,00	0,50
0,50	310.990,0	15.092,0	0,869	15,90	0,70

Fonte: Autor (2018).

Dos resultados determinados, o comportamento analisado tem por causa fundamental a característica das fontes energéticas, assim a intermitência solar é responsável pela relação desnivelada encontrada entre as fontes de energia, que faz necessitar de sistemas de acumulação cada vez mais robusto, à medida que a participação fotovoltaica aumenta. Logo, a convergência para o ponto ótimo determinado pode ser interpretada como uma região, em que a intermitência solar tem o menor impacto na configuração do sistema híbrido.

Da tabela 21, constata-se o aumento da necessidade de dispositivos de acumulação com o aumento da geração fotovoltaica, e conseqüentemente do percentual energético armazenado. E também, nota-se que a participação do hidrogênio é insignificante no sistema híbrido. A situação descrita é justificada pela análise já discutida na seção 4.1, pois o comportamento dos sistemas de acumulação no cenário de complementaridade no tempo unitária, tende a aumentar o desempenho das baterias, inviabilizando o hidrogênio como alternativa. Assim, na maioria dos casos, o hidrogênio praticamente não opera, com uma mínima exceção, no caso, de  $k_e$  em 0,50 no lado solar, que corresponde a 0,44% de energia útil acumulada, um aumento considerável em relação aos outros cenários, mas pequeno em comparação as baterias.

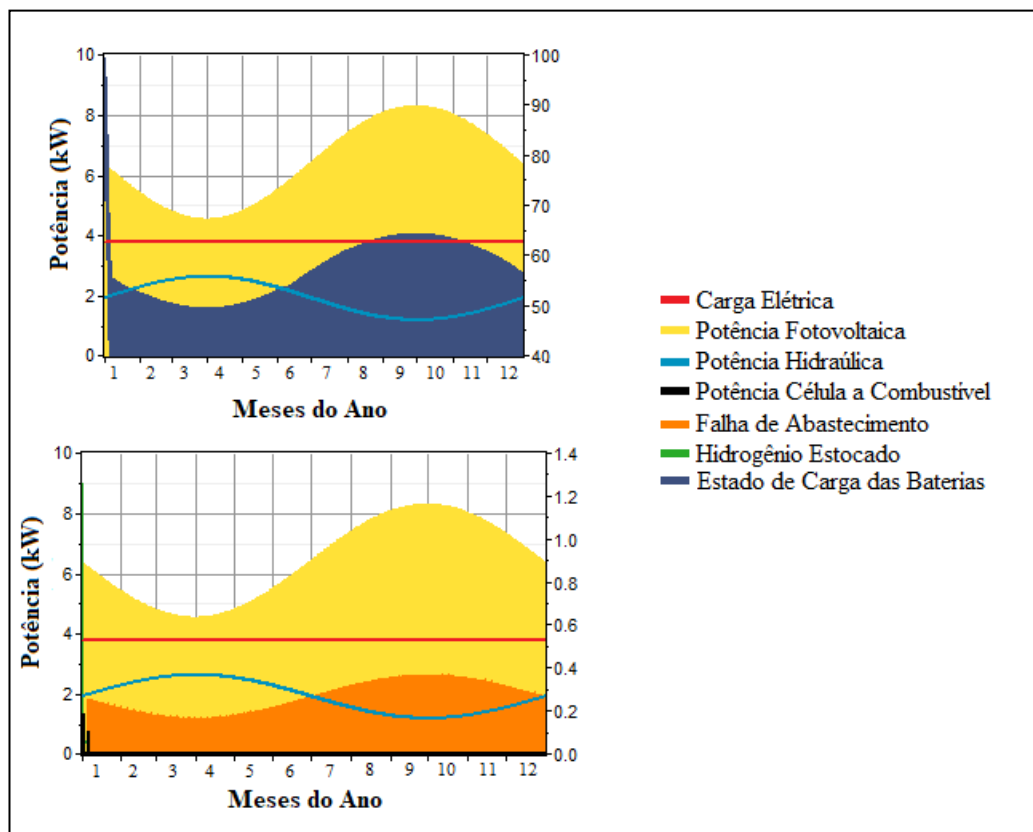
Tabela 21 – Número de baterias, Energia útil acumulada nos sistemas de armazenamento e sua relação com o índice  $k_e$  para a topologia da figura 8.

<b>Relação entre a Energia Acumulada e seu Índice Calculado</b>			
Número de Baterias	Energia Acumulada (%)		Índice $k_e$ Correspondente
	Baterias	Hidrogênio	
7	7,27	0,08	0,50
8	10,32	0,08	0,60
12	14,59	0,08	0,70
13	17,05	0,02	0,80
15	19,28	0,02	0,90
17	21,52	0,02	1,00
20	24,00	0,02	0,90
22	26,25	0,02	0,80
24	28,48	0,02	0,70
27	30,92	0,02	0,60
25	31,84	0,44	0,50

Fonte: Autor (2018).

Na figura 25, cenário complementar em relação a energia, mostra-se a falha e o estado de carga das baterias com um comportamento distribuído através do ano de operação.

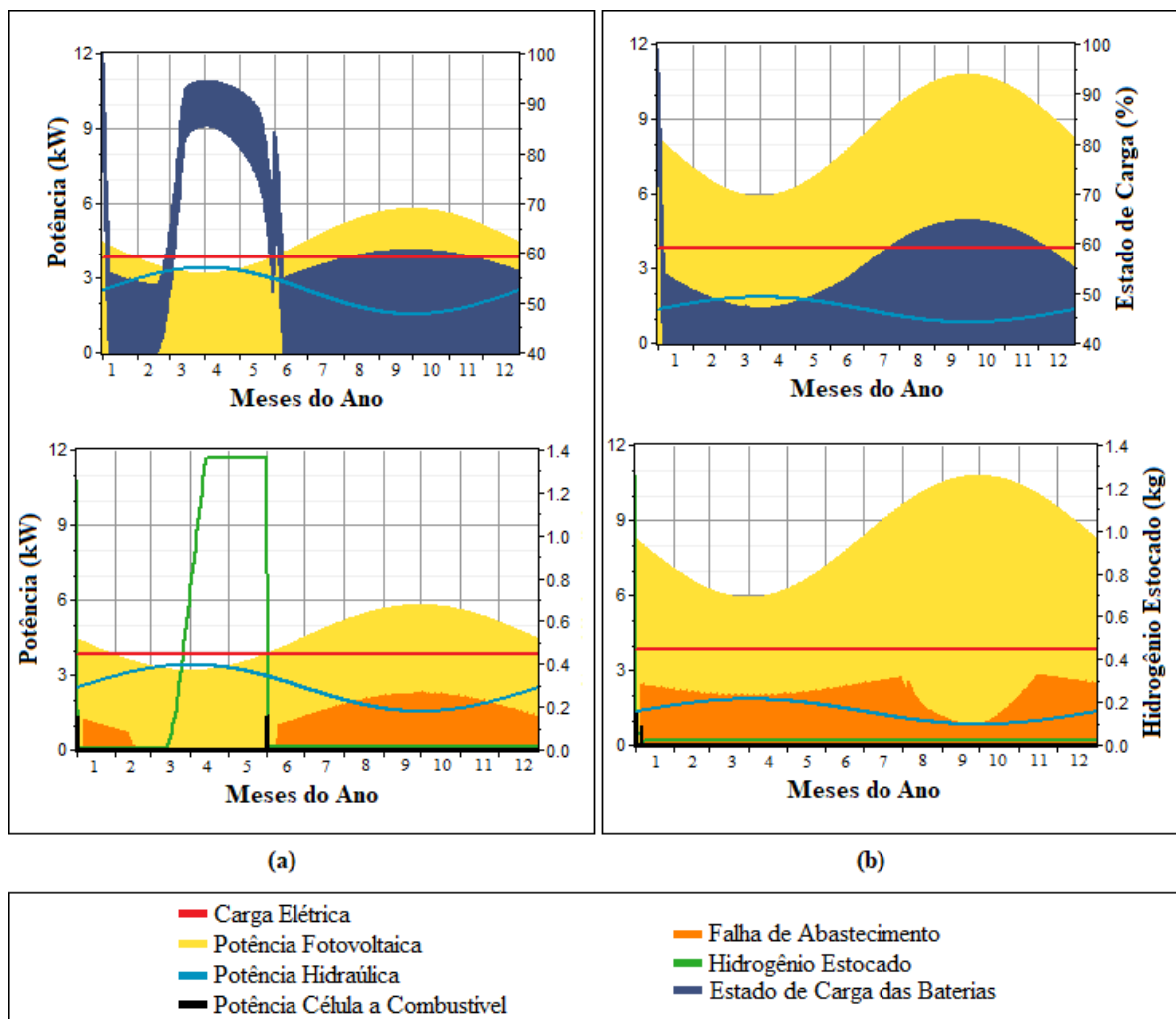
Figura 25 - Gráficos correspondentes ao Índice  $k_e$  de 1,00.



Fonte: Autor (2018).

Na figura 26, está presente o comportamento gráfico da situação simulada em relação ao índice  $k_e$  de 0,70. Em (a), estão os gráficos correspondentes ao lado hidroelétrico, ou seja, 65% geração de origem hidráulica e 35% fotovoltaica. Deles, nota-se uma concentração da falha a partir do sexto mês, com pico no nono e décimo mês, onde ocorre o mínimo da curva hidroelétrica. Nos gráficos (b), com 65% de energia solar e 35% hidroelétrica, a falha se distribui durante ao ano reduzindo no ponto de máxima disponibilidade solar. Em comparação aos gráficos da figura 25, a falha de abastecimento varia numa faixa menor em 24(a), que é resultado da maior parcela da geração hidroelétrica, que reduz a dependência da intermitência solar no sistema híbrido. Já em (b), ocorre o oposto, pois essa dependência da intermitência solar aumenta, elevando a falha em aproximadamente 3%, tabela 20, apesar da aparente redução gráfica no mês 9.

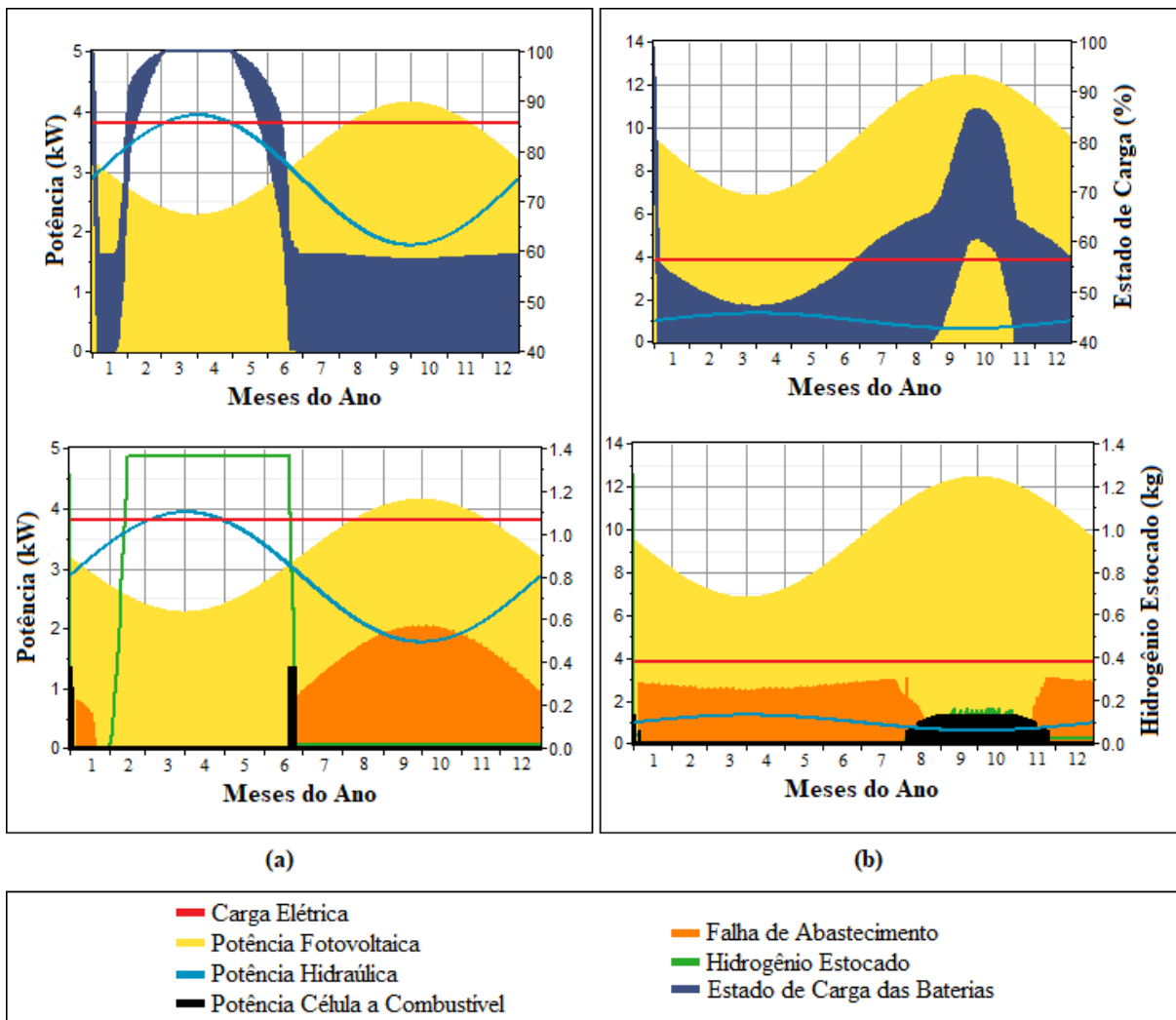
Figura 26 – Gráficos correspondentes aos Índices  $k_e$  de 0,70 para o lado Hidroelétrico (a) e Solar Fotovoltaico (b).



Fonte: Autor (2018).

Os gráficos da figura 27, mostram a situação extrema de  $k_e$  igual a 0,50 para (a) e (b), que representam o lado hidroelétrico e fotovoltaico, respectivamente. Neles, nota-se uma intensificação do comportamento já descrito no parágrafo anterior, com o adicional de uma pequena operação da célula de combustível em (b).

Figura 27 - Gráficos correspondentes aos Índices  $k_e$  de 0,50 para o lado Hidroelétrico (a) e Solar Fotovoltaico (b).



Fonte: Autor (2018).

Considerando as figuras 25, 26 e 27, é notável a diferença de amplitude entre as curvas para se garantir cada cenário complementaridade de energia investigado, portanto a complementaridade de amplitude acaba sendo impactada, como já mostrado na tabela 19, no início da seção, os cenários de unidade entre esses índices não se alinham, apesar de se aproximarem. E pela conclusão discutida sobre o ponto ótimo de operação, que corresponde a

menor influência da intermitência solar, evidencia-se, que a complementaridade da energia tem menos importância que o índice de amplitude, para a complementaridade no tempo unitária. Logo, esse ponto se aproxima, com base nos cenários estudados, aos índices  $k_t$ ,  $k_e$  e  $k_a$  sendo respectivamente 1,00, 0,70 e 0,87, resultando num índice geral de 0,60, como melhor sistema híbrido encontrado em performance energética.

Em relação a topologia da figura 10, é apresentado seus resultados nas tabelas 22 e 23. Na primeira tabela o comportamento é análogo ao encontrado anteriormente, na topologia da figura 8, o desempenho técnico-econômico melhora a medida que a participação da geração fotovoltaica diminui, apenas ocorrem uma leve redução da falha de abastecimento, pela razão da divisão da carga elétrica entre os barramentos, reduzindo a necessidade de transferência de potência entre os regimes de corrente, aumentando a eficiência geral do sistema híbrido, situação já discutida nas subseções 4.1.4 e 4.1.5.

Tabela 22 - Resultados das Simulações para cada Cenário de Complementaridade de Energia da Topologia da figura 10.

<b>Resultado das Simulações da Topologia da Figura 10</b>					
Índice $k_e$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Energia (%)
0,50	118.521,0	5.854,00	0,300	7,09	2,47
0,60	136.537,0	6.889,00	0,345	6,93	1,82
0,70	156.046,0	7.994,00	0,390	5,96	0,35
0,80	173.113,0	8.954,00	0,437	6,91	0,37
0,90	191.851,0	9.999,00	0,485	6,98	0,26
1,00	210.867,0	11.049,00	0,533	7,09	0,21
0,90	228.023,0	12.017,00	0,583	8,07	0,19
0,80	245.580,0	13.001,00	0,634	8,99	0,14
0,70	263.461,0	13.994,00	0,688	10,00	0,10
0,60	279.834,0	14.916,00	0,747	11,90	0,60
0,50	296.017,0	15.823,00	0,809	14,00	1,40

Fonte: Autor (2018).

Ainda, analogamente aparece o ponto ótimo de operação, no mesmo índice  $k_e$  de 0,70, com um percentual de 5,96% de falha no abastecimento da carga elétrica. Logo, mesmo com uma melhor distribuição da carga elétrica entre os barramentos, a situação ocorre na mesma

região de complementaridade de energia, uma vez que o comportamento é dependente da intermitência solar, e essa não se modifica.

Tabela 23 - Número de baterias, Energia útil acumulada nos sistemas de armazenamento e sua relação com o índice  $k_e$  para a topologia da figura 10.

<b>Relação entre a Energia Acumulada e seu Índice Calculado</b>			
Número de Baterias	Energia Acumulada (%)		Índice $k_e$ Correspondente
	Baterias	Hidrogênio	
9	8,60	0,10	0,50
10	11,47	0,11	0,60
14	15,31	0,02	0,70
15	16,95	0,28	0,80
19	19,87	0,18	0,90
24	22,86	0,04	1,00
25	24,67	0,24	0,90
27	26,66	0,39	0,80
30	28,78	0,47	0,70
30	29,95	0,70	0,60
30	30,82	0,96	0,50

Fonte: Autor (2018).

Em relação a investigação da energia útil, na tabela 23, os resultados também seguem de maneira geral aqueles obtidos na topologia anteriormente testada da figura 8, com exceção da maior energia útil acumulada em hidrogênio, principalmente no lado solar, pois o sistema seleciona utilizar o hidrogênio ao invés de investir em mais baterias, constante em 30 dispositivos nos três últimos índices  $k_e$  de 0,50, 0,60 e 0,70, sendo que, o espaço amostral chega a 40 dispositivos, o que torna o uso do hidrogênio um pouco mais significativo que a topologia anterior da figura 8.

#### 4.2.2 Nova Iteração para Complementaridade no Tempo

A partir da constatação obtida na subseção 4.2.1, que mostra um ponto de convergência nos ensaios de complementaridade de energia, iterou-se novamente para a complementaridade no tempo, como na subseção 4.1.3, de modo a investigar se os outros cenários também são vantajosos em relação a situação de índice  $k_e$  de 0,70. Na tabela 24, são mostrados os resultados determinados para cada índice de  $k_t$ . Economicamente, o sistema é consideravelmente menos custoso, devido menor impacto da participação da geração solar fotovoltaica no sistema híbrido. Além disso, a menor parcela de composição de energia fotovoltaica no sistema, reduz a



intermitência solar e conseqüentemente a necessidade de acumulação de energia, portanto também se diminui a capacidade das baterias, explicitada pela tabela 26, e então, sua contribuição nos custos.

Energeticamente, o aumento de performance também se constata através dos cenários de complementaridade no tempo, pois a falha de abastecimento da carga reduz-se, em comparação com os resultados da tabela 9 para cada índice de  $k_t$ . Portanto, o sistema híbrido analisado fixo em  $k_e$  de 0,70, é melhor solução de arranjo para qualquer cenário de complementaridade no tempo, quando comparado com o caso base da subseção 4.1.3.

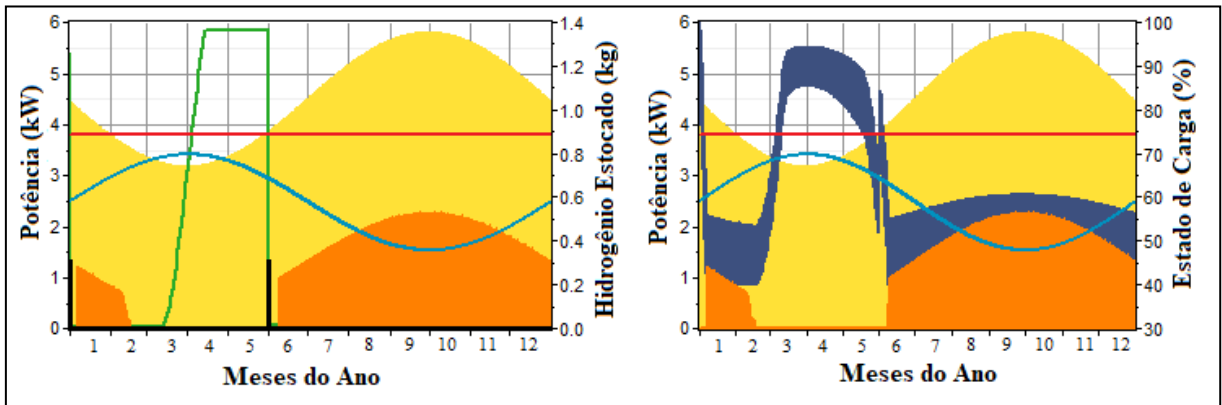
Tabela 24 – Resultados da nova Iteração dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice  $k_t$  para topologia da figura 8.

<b>Variação dos Parâmetros Econômicos e de Falha com o índice <math>k_t</math></b>					
Índice $k_t$	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
1,00	162.051,0	7.598,0	0,410	7,05	0,33
0,83	164.031,0	7.657,0	0,419	8,04	1,39
0,67	164.107,0	7.663,0	0,429	10,10	3,30
0,50	171.983,0	7.894,0	0,460	12,10	5,50
0	152.362,0	7.322,0	0,426	15,90	11,00

Fonte: Autor (2018).

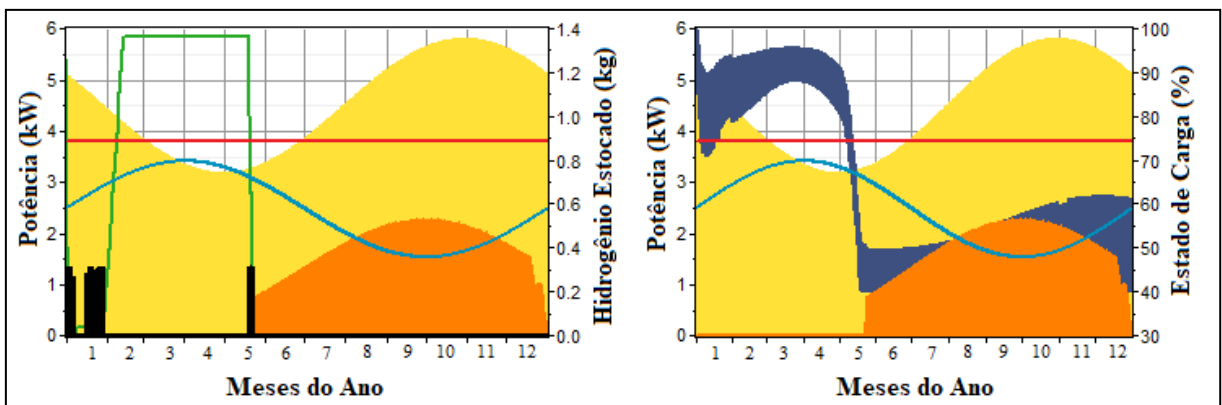
A energia útil acumulada para a nova iteração tem redução significativa em relação a resposta dada pela tabela 10. Pois, a necessidade de acumulação diminuiu-se para ambos sistemas de acumulação, mostrada pela tabela 25. Mas, de modo distinto das conclusões determinadas nas subseções 4.1.3, 4.1.4 e 4.1.5, especificamente para o hidrogênio, uma vez que sua energia útil não se eleva a medida que a complementaridade no tempo tende a zero, como constatado. Essa situação ocorre por causa da elevação da geração hidroelétrica no sistema, como ela corresponde a 65% do montante de energia gerado, quando ocorre as situações de menor índice  $k_t$ , a célula não opera no período de alta disponibilidade como visto nos sistema da seção 4.1.3, pois a energia é suprida integralmente, devido a menor intermitência solar, o que faz o tanque ficar cheio toda a temporada de alta disponibilidade, não transferindo grande parte de energia elétrica excessiva gerada, situação exposta na tabela 24, na coluna que corresponde ao excesso de eletricidade. E, visualmente notada nas figuras 28, 29, 30, 31 e 32.

Figura 28 – Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para  $k_t = 1,00$ , com  $k_e$  em 0,70.



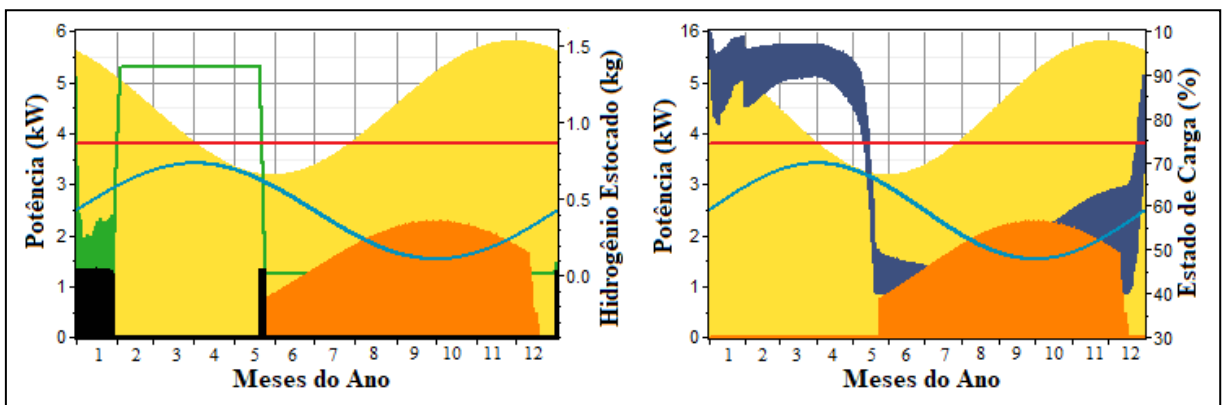
Fonte: Autor (2018)

Figura 29 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para  $k_t = 0,83$ , com  $k_e$  em 0,70.



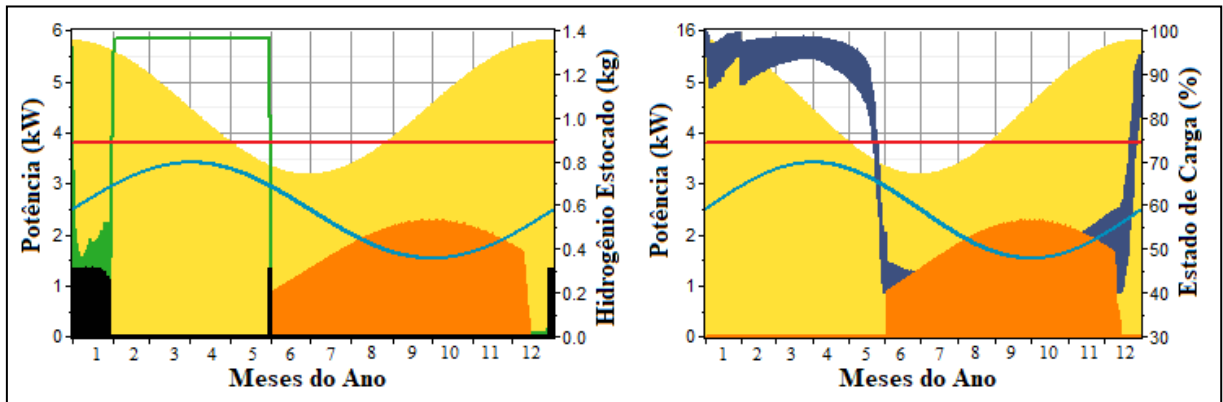
Fonte: Autor (2018)

Figura 30 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para  $k_t = 0,67$ , com  $k_e$  em 0,70.



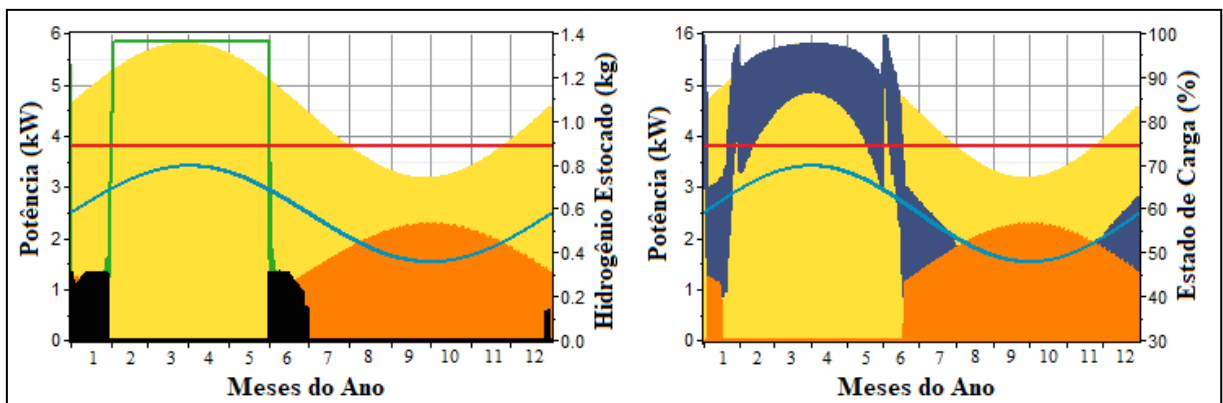
Fonte: Autor (2018)

Figura 31 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para  $k_t = 0,50$ , com  $k_e$  em 0,70.



Fonte: Autor (2018)

Figura 32 - Gráfico do cenário de complementaridade no tempo para nova iteração para  $k_t = 0$ , com  $k_e$  em 0,70.



Fonte: Autor (2018)

Assim, para o cenário fixo de complementaridade de energia em 0,70, a participação de hidrogênio se torna mais insignificante, do que no caso base.

Logo, pelos resultados desse novo ensaio, determina-se as melhores performances energética e econômica alcançadas, para o melhor nível complementaridade energética em conjunto encontrada, de índice geral  $k = 0,60$ ,  $k = 0,50$ ,  $k = 0,40$ ,  $k = 0,30$ , e  $k = 0$  para respectivamente do índice parcial do tempo unitário até zero, que demonstra a menor necessidade de sistemas de acumulação possível, e especificamente mostra-se as baterias como sendo melhor seleção para a topologia investigada.

Tabela 25 - Análise da Energia útil Armazenada nos Sistema da figura 8 para nova Iteração.

<b>Análise da Energia útil Armazenada nos Sistemas de Acumulação</b>					
Parâmetros em % da Energia Total	Índice $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
Falha no Abastecimento	7,05	8,04	10,10	12,10	15,90
Energia Total	14,67	13,82	12,11	10,61	7,77
Energia nas Baterias	14,59	13,65	11,63	9,98	7,29
Energia em Hidrogênio	0,08	0,17	0,48	0,63	0,48

Fonte: Autor (2018).

Tabela 26 - Análise da Dimensão das Baterias com a Variação da Complementaridade no Tempo para nova Iteração.

Falha de Abastecimento em %	<b>Número de baterias em Relação a Falha e o índice <math>k_t</math></b>				
	Índice de complementaridade $k_t$				
	1,00	0,83	0,67	0,50	0
7	12	-	-	-	-
8	10	13	-	-	-
9	8	9	-	-	-
10	6	7	13	-	-
11	5	6	8	-	-
12	4	4	6	17	-
13	3	3	4	7	-
14	2	2	3	5	-
15	1	1	2	3	-
16	-	-	1	2	7
17	-	-	-	1	4
18	-	-	-	-	2

Fonte: Autor (2018).

#### 4.3 VARIAÇÃO DAS DIMENSÕES DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA ACUMULAÇÃO SAZONAL

Nessa seção são analisados os sistemas híbridos com objetivo de estocagem de energia sazonal, ou seja, para dimensões dos sistemas de acumulação maiores que as 48 horas de autonomia dos cenários já investigados nas seções anteriores. Para isso, seleciona-se autonomies de 120, 240, 480, 720 e 1440 horas para os ensaios de complementaridade no tempo unitária e nula, e estática para os índices em  $k_e = 1,00$  e  $k_a = 0,93$ . Além disso, foi necessário aumentar a geração de energia de ambas as fontes energéticas em 25%, pois a simulação base

não apresentava comportamento dos sistemas de acumulação, nas escalas de autonomia elevadas, com o montante de geração base. Portanto, testa-se as topologias das figuras 6, 7 e 8, com 25% mais geração dividida igualmente entre as fontes energéticas.

Nos ensaios realizados com a presença de baterias, ocorre uma imprecisão sistemática, que aumenta a cada cenário de autonomia, ele está relacionado com a impossibilidade seleção do estado de carga inicial das baterias no software Homer, isso faz o sistema iniciar com um montante de energia inicial igual a máxima capacidade selecionada simulada, fora a geração pelas fontes de energia, aumentando a distorção quando os cenários de autonomia são elevados. Logo, tem-se um impedimento na comparação energética direta com o sistema a hidrogênio da tabela 28.

Tabela 27 - Resultados dos Ensaio para as Autonomias Propostas para Topologia da figura 6.

<b>Resultados dos Ensaio de maior Autonomia de Acumulação de Baterias</b>					
Autonomia (horas)	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
índice $k_t = 1$					
120	395.808,0	16.340,0	0,930	0	12,1
240	591.713,0	22.044,0	1.391	0	12,1
480	983.524,0	33.450,0	2.312	0	12,1
720	1.375.334,0	44.856,0	3.233	0	12,1
1440	2.550.764,0	79.075,0	5,995	0	12,1
índice $k_t = 0$					
120	395.808,0	16.340,0	1.021	8,9	22,4
240	591.713,0	22.044,0	1.508	7,7	22,4
480	983.524,0	33.450,0	2.447	5,5	22,4
720	1.375.334,0	44.856,0	3.344	3,3	22,4
1440	2.550.764,0	79.075,0	5.995	0	22,4

Fonte: Autor (2018).

Na tabela 27, mostra-se os resultados para o caso da topologia da figura 6. No cenário de  $k_t = 1$ , os dados revelam um alto excesso de eletricidade e falha nula, esta última devido ao aumento do desempenho da acumulação para o cenário de complementaridade no tempo, já discutido nas outras seções. Já no caso nulo, o sistema revela distintos níveis de falha de abastecimento e excesso de eletricidade significativos, pois o desempenho sazonal das baterias

não apresenta boa performance, conforme também já evidenciado anteriormente. O custo relacionado as autonomias são enormes e crescem a cada caso de aumento, consequência do alto preço das baterias.

Para o sistema apenas com a presença do hidrogênio, tabela 28, nota-se situação semelhante com a tabela 27 para  $k_t$  unitário da perspectiva energética, a falha é constante em todos os casos de autonomia, ou seja, o menor dispositivo de acumulação simulado é suficiente para abastecer a carga elétrica demandada, portanto seu aumento é indiferente para influenciar desempenho energético, consequência do cenário de complementaridade no tempo na unidade. Para o cenário nulo de  $k_t$ , ocorrem variações nos resultados, mas menores que no sistema de baterias apenas, para autonomias acima de 480 horas especificamente, em consequência da baixa eficiência de ciclo, que reduz a quantidade de energia útil acumulada disponível, e uma pequena parte pela a potência de conversão insuficiente do eletrolisador no período de alta disponibilidade, gerando o excesso de eletricidade de 5,40%.

Tabela 28 - Resultados dos Ensaio para as Autonomias Propostas para a Topologia 7.

<b>Resultados dos Ensaio de maior Autonomia de Acumulação de Hidrogênio</b>					
Autonomia (horas)	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
índice $k_t = 1$					
120	256.033,0	12.794,0	0,677	11,1	2,5
240	265,362,0	12.882,0	0,702	11,1	2,5
480	284,021,0	13.058,0	0,751	11,1	2,5
720	302.680,0	13.234,0	0,800	11,1	2,5
1440	358.658,0	13.762,0	0,948	11,1	2,5
índice $k_t = 0$					
120	256.524,0	12.833,0	0,713	15,4	10,2
240	266.235,0	12.951,0	0,735	14,9	8,5
480	285.506,0	13.174,0	0,779	13,9	5,4
720	304.165,0	13.350,0	0,830	13,9	5,4
1440	360.142,0	13.878,0	0,983	13,9	5,4

Fonte: Autor (2018).

Confrontado os custos de ambas topologias testadas, presentes nas tabelas 27 e 28, é clara a diferença entre os sistemas de acumulação em função do aumento de autonomia, os

custos das baterias são exorbitantes em relação ao sistema de acumulação a hidrogênio, à medida que crescem. Portanto, o hidrogênio pode ser uma alternativa melhor para a acumulação a longo prazo que as baterias, economicamente.

Tabela 29- Resultados dos Ensaios para as Autonomias Propostas para Topologia da figura 8.

<b>Resultados dos Ensaios de maior Autonomia de Acumulação de Ambos</b>					
Autonomia (horas)	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
índice $k_t = 0$					
120	446.797,0	18.095,0	1.149	8,6	20,6
240	652.254,0	23.904,0	1.652	7,2	18,7
480	1.063.108,0	35.516,0	2.609	4,2	15,1
720	1.473.922,0	47.125,0	3.506	1,2	11,6
1440	2.706.136,0	81.935,0	6.361	0	3,1

Fonte: Autor (2018).

Das simulações realizadas em relação a topologia da figura 8, são expostas apenas para o caso de complementaridade no tempo nula, pois no cenário unitário se alcança a falha de abastecimento nula, já com o primeiro caso de autonomia, sendo não significativas como resultados. Na tabela 29, mostra-se os resultados obtidos para a topologia em discussão, combinando as mesmas dimensões de autonomia, expondo, na primeira linha de dados, ambos sistemas de acumulação têm 120 horas de autonomia.

Confrontando as tabelas 29 e 27, é notável a diferença de desempenho energético no caso nulo de complementaridade no tempo, pois a falha e o excesso a de eletricidade tem variações vantajosas na operação conjunta dos sistemas de acumulação, mesmo com o erro sistemático da energia contida inicialmente nas baterias, é notável a redução do excesso de eletricidade na presença do hidrogênio no sistema. Logo, seu relacionamento em conjunto melhora a performance energética do arranjo híbrido.

De modo, aprofundar essa análise e reduzir a influência do estado inicial de carga das baterias, analisou-se as combinações de autonomias distintas entre os sistemas de acumulação. Na tabela 30, apresenta-se as combinações de autonomias até o aparecimento da falha de abastecimento nula, de modo, a determinar-se melhor arranjo em relação a comparação direta da tabela 29. A falha nula aparece para uma autonomia de 720 horas de baterias combinada com

1440 horas de hidrogênio, última linha da tabela 30, é clara a redução de custo em relação a última linha da tabela 29.

Ainda, se admitida um certo nível de falha de abastecimento, os custos tendem a reduzir numa taxa considerável, pela redução da autonomia das baterias, comparando as 120 horas de baterias, primeiras cinco linhas de dados, com a tabela 30 para  $k_t = 0$ , todas as soluções da terceira linha em diante (acima de 480 horas) de hidrogênio são melhores que o segundo caso de 240 horas de autonomia da tabela 27, tanto economicamente quanto energeticamente. De modo semelhante, ocorre para a autonomia de 1440 horas de hidrogênio, associado a autonomia anterior de uma selecionada da tabela 30, exemplificando, selecionando a linha de 480 horas da tabela 30, falha de 5,50%, custo total de R\$ 983.524,00 e excesso de eletricidade de 22,40%, nota-se que associando o sistema de hidrogênio de 1440 horas e 240 horas de bateria no mesmo, se obtém um sistema híbrido com menor falha 3,34%, custo total R\$ 747,086,00 e excesso de eletricidade 3,17%.

Logo, a operação conjunta dos sistemas de acumulação tende a se complementar em capacidade para melhores performances, com menor capacidade instalada de baterias e elevada em armazenamento de hidrogênio nas melhores soluções.

Tabela 30 – Combinações entre os Sistemas de Acumulação para o Cenário  $k_t = 0$ .

<b>Comparação entre Autonomias dos Sistemas de Acumulação para <math>k_t = 0</math></b>					
Autonomia do Hidrogênio (horas)	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
Autonomia de 120 horas para Baterias					
120	446.797,0	18.095,0	1.149	8,6	20,6
240	456.349,0	18.201,0	1.170	8,3	18,7
480	475.393,0	18.407,0	1.209	7,6	15,1
720	494.397,0	18.610,0	1.246	6,7	11,6
<u>1440</u>	<u>551.181,0</u>	<u>19.201,0</u>	<u>1.356</u>	<u>4,4</u>	<u>3,1</u>
Autonomia de 240 horas para Baterias					
120	642.702,0	23.798,0	1.633	7,5	20,6
240	652.254,0	23.904,0	1.652	7,2	18,7
480	671.298,0	24.110,0	1.687	6,5	15,1
720	690.302,0	24.313,0	1.719	5,6	11,6
1440	747,086,0	24.904,0	1.817	3,3	3,1



<b>Comparação entre Autonomias dos Sistemas de Acumulação para <math>k_t = 0</math></b>					
Autonomia do Hidrogênio (horas)	Custo Total Presente (US\$)	Custo de Operação (US\$/ano)	Custo da Energia (US\$/kWh)	Falha no Abastecimento da Carga (%)	Excesso de Eletricidade (%)
Autonomia de 480 horas para Baterias					
120	1.034.512,0	35.205,0	2.567	5,3	20,6
240	1.044.065,0	35.310,0	2.583	5,0	18,7
480	1.063.108,0	35.516,0	2.609	4,2	15,1
720	1.082.112,0	35.719,0	2.633	3,4	11,6
1440	1.138.896,0	36.310,0	2.707	1.1	3,1
Autonomia de 720 horas para Baterias					
120	1.426.322,0	46.611,0	3.458	3,1	20,6
240	1.435.875,0	46.716,0	3.471	2,8	18,7
480	1.454.918,0	46.922,0	3.491	2,0	15,1
720	1.473.922,0	47.125,0	3.506	1,2	11,6
1440	1.503.706,0	47.716,0	3.598	0	3,1

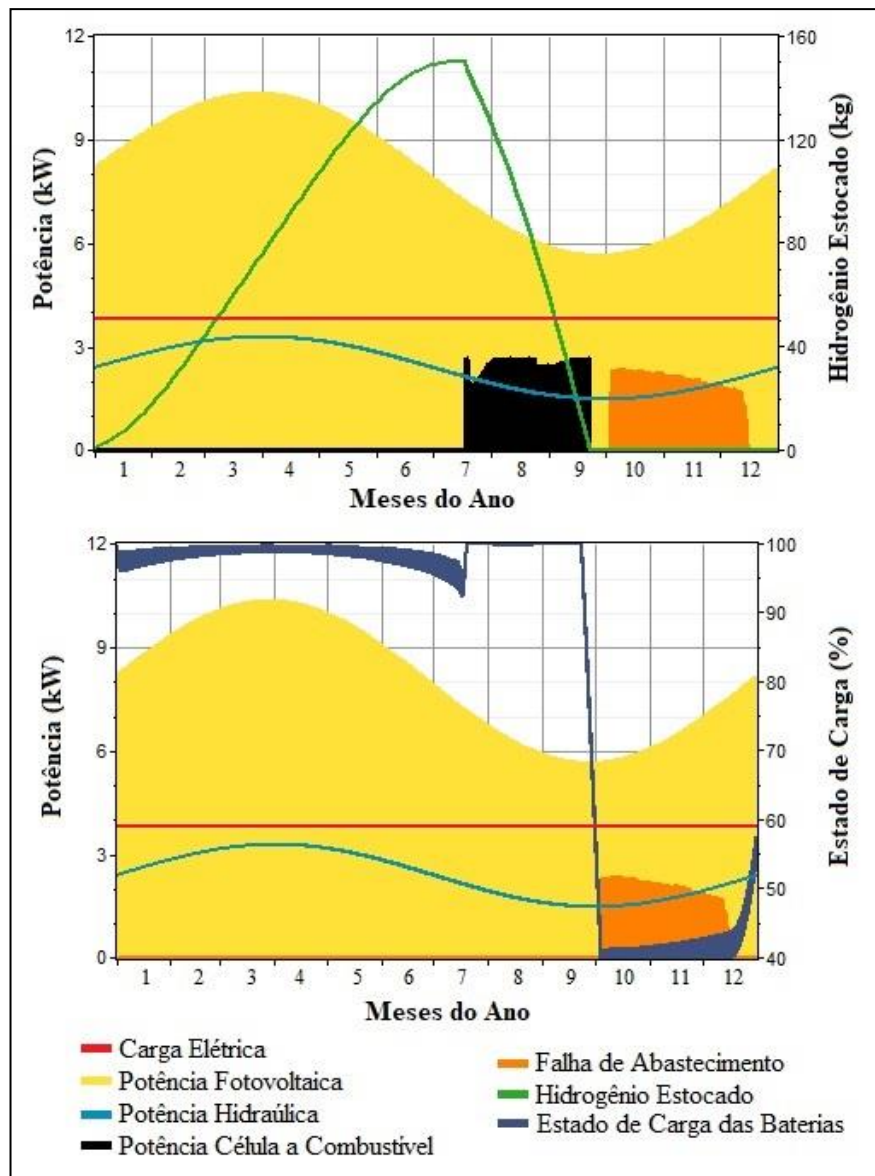
Fonte: Autor (2018).

Na figura 33, mostra-se a solução gráfica da linha em sublinhado da tabela 30, que revela o comportamento anual dos sistemas de acumulação de energia. Nota-se, que o sistema tende de utilizar as baterias durante o início do ano e poupa o hidrogênio até o mês 7, a partir da metade desse mês a célula começa a operar e suprir a demanda necessária até o final mês 9, quando se esgota o gás hidrogênio. E após isso as baterias assumem por pouco tempo devido à baixa autonomia instalada e o sistema passa a falhar. Em contraste ao gráfico da figura 33, os dados de energia acumulada durante o ano mostram que as baterias acumularam 4583,00 kWh/ano, enquanto a célula disponibilizou ao sistema 2512,00 kWh/ano. Portanto, as baterias acumularam mais energia durante o ano com menor autonomia do que o hidrogênio, em intervalos reduzidos de tempo obedecendo a necessidade da intermitência diária do recurso solar. Já o sistema a hidrogênio acumulou menos no montante absoluto de energia em relação as baterias, mas disponibilizou energia durante parte do período de maior necessidade, do mês 7 até os dias finais do mês 9. Logo, o sistema priorizou o hidrogênio para a uma maior transferência sazonal de energia durante o ano, enquanto as baterias foram operadas predominantemente no período de menor necessidade com curta transferência, no caso diária, em paralelo com a operação o eletrolisador, que produzia hidrogênio da alta disponibilidade.

Mas, ainda assim, o sistema falha do mês 10 até parte do 12, devido à baixa eficiência de ciclo do hidrogênio, que é incapaz de transferir todo o montante inicial.

Ainda, retomando a discussão da imprecisão sistemática causada pelo grande número de baterias, sem a possibilidade de controle do estado de carga inicial das simulações, nos apontamentos feitos da tabela 30, tendem a reduzir essa imprecisão, pois ao selecionar menores autonomias de baterias e maiores de hidrogênio se torna conveniente para a minimização da mesma, assim eleva-se a robustez da conclusão do último parágrafo.

Figura 33 – Solução gráfica do caso de 100 horas de autonomia de baterias e 1440 horas de autonomia de hidrogênio para  $k_t = 0$  da tabela 30.



Fonte: Autor (2018).

## 5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A investigação realizada nesse trabalho foi roteirizada conforme cada índice iterado de complementaridade energética para distintas topologias de sistemas híbridos hidroelétricos fotovoltaicos, com a presença dos sistemas de acumulação selecionados, desse modo, obteve-se soluções para cada cenarização definida. Especificando, analisou-se o arranjo híbrido para a complementaridade no tempo, energia e amplitude.

Na primeira seção dos resultados, se enfatiza a complementaridade no tempo para todas as topologias propostas. De modo geral, os resultados apontaram melhores performances energéticas e econômicas para maiores níveis de complementaridade no tempo para todas as topologias. Nesses sistemas, constatou-se, que em maiores níveis de complementaridade no tempo, a energia gerada é mais bem distribuída através do ano de operação, o que causa uma menor necessidade de dimensão dos sistemas de acumulação de energia. Além disso, os sistemas armazenamento a hidrogênio e a baterias operando isoladamente tendem a apresentarem maior desempenho, acumulando maior parcela da energia gerada, em relação a energia total. O hidrogênio, em comparação com as baterias, mostrou-se menos dependente da variação da complementaridade no tempo, o que revela menor diminuição de desempenho entre os cenários unitário até zero, o que indica a capacidade desse sistema de acumulação ter característica de garantir complementaridade artificialmente, transferindo melhor a energia para piores níveis de complementaridade no tempo, do que as baterias. Já na operação conjunta dos sistemas de acumulação, predomina a utilização das baterias recarregáveis ao invés do hidrogênio, em todos os cenários de complementaridade. Ainda, constatou-se uma variação na complementaridade entre os sistemas de acumulação, principalmente em níveis similares entre as fontes energéticas, conforme relatado, as baterias tendem a reduzir a desempenho energética, enquanto o hidrogênio aumenta em direção da similaridade. Isso é intensificado, à medida que se admite maiores falhas de abastecimento da carga, o que conseqüentemente reduz o número de baterias do mesmo e o custo do sistema até uma região mínima, o que gera um desnível entre a performance econômica e energética. Assim, pode-se selecionar um sistema menos custoso com maior falha, ou vice-versa em um pequeno intervalo. Sendo que, para maiores falhas de abastecimento da carga, obtém-se uma maior parcela de energia acumulada em hidrogênio.

A partir da análise realizada, é notável o aumento de performance nesse tipo de sistema isolado para um cenário complementar no tempo durante o ano de operação, desse modo, é sempre preferível seu aproveitamento conforme a disponibilidade natural dos recursos energéticos. Ainda, a acumulação, dependente nesse caso das características da energia solar

fotovoltaica, tende a priorizar-se a seleção das baterias como alternativa principal se houver garantia de elevados níveis de complementaridade no tempo. Caso contrário, o hidrogênio pode apresentar viabilidade quando aplicado em conjunto com as baterias.

Na segunda seção, analisou-se duas topologias com ambos sistemas de acumulação presentes para a variação da complementaridade de energia e passivamente de amplitude. Nesse ensaio, notou-se a convergência de um ponto de mínimo de falha de abastecimento da carga elétrica para uma maior parcela de geração de energia hidroelétrica, em torno de 65% da última e 35% da fotovoltaica, correspondente a um índice de complementaridade de energia e amplitude de 0,70 e 0,87 respectivamente, essa região é consequência do impacto da intermitência solar diária no sistema, e nesse ponto específico revela-se como sendo a menor possível, e em razão disso diminui-se a falha de abastecimento e a necessidade de acumulação de energia. Portanto, em comparação a conclusão constatada dos ensaios de complementaridade no tempo, a complementaridade de energia e amplitude tem menor dependência no melhor cenário possível encontrado, ou seja, níveis de complementaridade no tempo maiores tem mais influência em aumentar performance do sistema híbrido, que os outros dois índices parciais, que apresentam as melhores performances em índices intermediários acima da metade da unidade, conforme citado. E isso, tem efeito na acumulação de energia, como constatado, as baterias armazenam menos e a operação do hidrogênio se torna insignificante, devido a essa redução de necessidade de acumulação. Mesmo, quando analisados em menores índices no tempo, pela reiteração realizada. Logo, o aproveitamento desse ponto encontrado pode viabilizar sistemas isolados menos dependentes de acumulação de energia, e conseqüentemente menos custosos em capital e operação.

A partir da discussão do parágrafo anterior, revela-se a importância do correto dimensionamento do sistema híbrido, pois os índices parciais de complementaridade de energia e amplitude, que apresentam melhores performances técnico-econômicas, podem ser garantidos pela seleção da potência instalada dos dispositivos geração de energia, conforme as disponibilidades energéticas das fontes de energia. Assim, a garantia desses índices parciais tende ser menos dependente das incertezas relativas às fontes de energia, em comparação ao índice parcial do tempo.

Na seção final, apresenta-se uma proposta de análise de armazenamento sazonal de energia para ambos sistemas de acumulação, baseando-se parcialmente na análise feita sobre a complementaridade no tempo. Dessa etapa de estudo constatou-se, que o sistema a baterias apresenta menores falhas de abastecimento que o sistema a hidrogênio para ambos cenários de

complementaridade no tempo investigados, no caso, unitário e nulo. Já em relação ao custo associado às duas topologias, ocorre o inverso, as baterias alcançam elevado de custo de energia, em comparação ao sistema a hidrogênio a cada aumento de capacidade. Desse modo, o aumento da capacidade das baterias se inviabiliza economicamente mais rapidamente, em comparação ao uso do hidrogênio. A partir da comparação direta realizada, analisou-se as combinações de ambos sistemas operando em conjunto para distintas capacidades. Assim, constatou-se melhores performances técnico-econômicas em comparação a utilização isolada dos sistemas de acumulação na proposta de acumulação sazonal, o que revela uma complementaridade dos sistemas de armazenamento, que é evidenciada principalmente nos casos de elevada capacidade de hidrogênio e reduzida das baterias.

Os ensaios de acumulação em longo prazo revelam que o hidrogênio tende a ser mais viável economicamente apesar de apresentar maior insuficiência em suprir a carga elétrica demandada, em comparação as baterias. A operação conjunta tende a apresentar melhores soluções técnico-econômicas, com menores capacidades de acumulação instaladas de ambos sistemas de armazenamento de energia.

## 6 CONCLUSÃO

No ensaio de complementaridade no tempo, os sistemas de armazenamento analisados têm função de superar a intermitência diária inerente da característica do recurso solar, desse modo, pelos resultados determinados, o sistema com acumulação em baterias é sempre mais indicado para o maior suprimento da carga elétrica demandada. Já, a utilização do hidrogênio isoladamente tem desempenho ineficaz para o suprimento da carga elétrica, em razão da baixa eficiência de ciclo do conjunto eletrolisador/tanque/célula a combustível, que limita a operação de supressão da intermitência solar diária, quando confrontada com as baterias. Quando, os dois dispositivos de armazenamento operam em conjunto, obtém-se uma relação complementar entre os sistemas de acumulação, a modelagem tende a dar preferência maior ao hidrogênio, reduzindo a parcela de energia estocada nas baterias, nos cenários de similares no tempo e com maior admissão de falha. Logo, existe uma margem de viabilidade para o armazenamento em hidrogênio na operação conjunta, mediante a escolha entre um sistema que falha menos (mais baterias), ou menos custoso (menos baterias). Ainda, o desempenho geral do sistema híbrido aumenta nos níveis elevados de complementaridade energética no tempo, desse modo, é sempre vantajoso seu aproveitamento nos sistemas isolados ensaiados.

Da análise do índice de energia e amplitude, revelou-se uma região convergente de elevado desempenho em relação ao nível de dependência da intermitência solar. Logo, quando selecionada uma proporção de aproximadamente 65% de energia gerada de fonte hidroelétrica e 35% fotovoltaica, obteve-se uma performance melhor que os cenários ensaiados de complementaridade no tempo. E mais, esse ponto revela um domínio mais evidente das baterias como solução técnica de armazenamento de energia, já que a participação do hidrogênio é insignificante nessa região. Outra vantagem dessa proporção determinada é a possibilidade de ser atingida de forma artificial, através do próprio dimensionamento do sistema híbrido, uma vez quantificada disponibilidade energética dos recursos naturais.

O estudo com maiores capacidade de armazenamento dos sistemas de acumulação mostra uma diferença evidente no crescimento da variável econômica a cada salto de capacidade das baterias e o hidrogênio, sendo o hidrogênio mais vantajoso nessa perspectiva. No ensaio em conjunto para a complementaridade nula no tempo, houve uma preferência de performance para sistemas que tem alta capacidade de hidrogênio e reduzida de baterias, nesse cenário as baterias tendem a suprir a intermitência diária, enquanto o hidrogênio apenas acumula o excesso de energia até essa energia ser demandada pela redução da disponibilidade energética das fontes.

Logo, a modelagem seleciona o hidrogênio como um sistema de transferência sazonal e as baterias de operação diária para melhores performances a cada salto de capacidade.

Os resultados obtidos nos ensaios realizados apresentam a relação teórica das fontes de energia com o sistema híbrido realista, desse modo, determina-se limites de operação de margem em relação ao comportamento natural das fontes energética, principalmente em relação ao índice parcial de complementaridade no tempo, que é mais dependente da variabilidade dos recursos naturais. Assim, como proposta de continuidade mais direta, investigar-se relações reais de disponibilidades energéticas e suas influências no sistema híbrido modelado, pela seleção de localidades que ocorra aproximadamente os níveis de índice de complementaridade ensaiados teoricamente. Desta forma, pode-se identificar o quanto os modelamentos reais se aproximam dos ensaios teóricos, e ainda revelar as melhores tendências técnico-econômicas de aproveitamento energético com base no nível de complementaridade energética inerente a localidade analisada. Além disso, propõe-se a investigação com a variável de entrada de carga elétrica com perfil diário variável, como geralmente se caracteriza a demanda em sistemas elétricos, isso desenvolve a possibilidade de alteração no comportamento dos sistemas de acumulação, principalmente quando ocorre cortes de geração de energia solar fotovoltaica, situação em que a geração desta é maior que a demanda no instante, e inevitavelmente se desperdiçaria a energia.

O software de modelagem utilizado apresenta a possibilidade de investigação técnico-econômica com limitadas possibilidades de combinação de equipamentos e recursos, assim sendo, não houve possibilidade de simular sistemas híbridos com geração hidroelétrica com a presença de reservatório de acumulação, por exemplo, que poderia ser uma alternativa de método de armazenamento de energia. Outra limitação encontrada e discutida, foi o impedimento de seleção do estado de carga inicial das baterias recarregáveis na versão utilizada do software, o que leva a distorção da operação do sistema híbrido da perspectiva energética para elevadas capacidades instaladas, situação proposta para o cenário de acumulação sazonal. Logo, propõe-se o desenvolvimento de um software, que supere as limitações encontradas no Homer para este trabalho. Além disso, implementar possibilidades adiante da proposta do Homer, como mais opções de controle de operação dos sistemas híbridos, limitação da geração em períodos de baixa demanda, mais possibilidades de coordenação de operação entre os sistemas de acumulação de energia.

No escopo do trabalho não foi considerado aproveitamento eólicos, devido a proposta inicial de estudo ser relacionada aos sistemas híbridos hidroelétricos fotovoltaicos, desse modo,

sugere-se a inclusão destes no escopo de continuidade de estudo, de forma, a confrontar as relações de complementaridade com essa nova fonte de energia incluída, em sistemas eólicos hidroelétricos, eólicos fotovoltaicos e todos operando em conjuntos. Seguindo, com a ideia de aumento da complexidade do sistema híbrido, sugere-se também como proposta de sequência de análise, a inclusão de outras possibilidades de armazenamento de energia, como reservatórios hidrelétricos, outros tipos de baterias, acumulação em ar comprimido, entre outras possibilidades.

Assim, elencando as propostas de continuidade:

- Análise de sistemas híbridos com curvas de disponibilidade reais com relações de complementaridade energética semelhantes às topologias investigadas.
- Reiteração dos cenários com perfis de carga elétrica realistas.
- Desenvolvimento de software para superar as limitações encontradas no Homer.
- Inclusão de aproveitamentos eólicos e outras possibilidades de sistemas de acumulação no escopo de investigação.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDULLAH, M. O.; YUNG, V. C.; ANYI, M.; OTHMAN, A. K.; HAMID, A. K. Ab.; TARAWA, J. **Review and comparison study of hybrid diesel/solar/hydro/fuel cell energy schemes for a rural ICT Telecenter.** Energy. V. 35, n. 2, p. 639-646, fev. 2010. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209004691>>. Acessado em: 16 dez. 2017.

ALASWAD, A.; PALUMBO, A.; DASSISTI, M.; OLABI, A.G. Fuel Cell Technologies, Applications, and State of the Art. A Reference Guide. In: ELSEVIER. **Reference Module in Materials Science and Materials Engineering.** [S.L.]: Elsevier, 2016. n.p. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128035818040091>>. Acessado em: 14 fev. 2017.

AMIRANTE, R.; CASSONE, E.; DISTASO, E.; TAMBURRANO, P. **Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies.** Energy Conversion and Management. V. 132, p. 372-387, jan. 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041631055X>>. Acessado em: 14 mar. 2017.

AN, Y.; FANG, W.; MING, B.; HUANG, Q. **Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling.** Journal of Renewable and Sustainable Energy. V. 7, n. 6, p. 063133/1-13, ago. 2015. Disponível em: <<http://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.4939056>>. Acessado em: 14 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos.** Sala de Imprensa. Brasília, 29 abr. 2016. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/primeiro-leilao-de-geracao-de-2016-comercializa-energia-de-29-empreendimentos/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/primeiro-leilao-de-geracao-de-2016-comercializa-energia-de-29-empreendimentos/656877?inheritRedirect=false)>. Acessado em: 22 mar. 2017.

BAI, M.; SONG, K.; SUN, Y.; HE, M.; LI, Y.; SUN, J. **An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China.** Journal of Petroleum Science and Engineering. V. 124, p. 132-136, dez. 2014. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410514003374>>. Acessado em: 12 jan. 2018.

BALL, M.; WEEDA, M. **The hydrogen economy – Vision or reality?**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 40, n. 25, p. 7906-7919, jul. 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915008976>>. Acessado em: 14 set. 2017.

BAGOTSKY, V. S. **Fuel Cells: Problems and Solutions**. 2 ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 385p.

BEKELE, G.; TADESSE, G. **Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia**. Applied Energy. V. 97, p. 5-15, set. 2012. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911007653>>. Acessado em: 14 dez. 2017.

BELUCO, A. **Bases para uma Metodologia de Dimensionamento de Aproveitamentos Híbridos Baseados em Energias Hidrelétrica e Fotovoltaica**. 2001. 202 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

\_\_\_\_\_; SOUZA, P. K. DE.; LIVI, F. P.; CAUX, J. Energetic Complementarity with Hydropower and the Possibility of Storage in Batteries and Water Reservoirs. In: SORENSEN, B. **Solar Energy Storage**. 1. ed. Londres: Academic Press, 2015. cap. 7.

BHATT, A.; SHARMA, M. P.; SAINI, R. P. **Feasibility and sensitivity analysis of an off-grid micro hydro–photovoltaic–biomass and biogas–diesel–battery hybrid energy system for a remote area in Uttarakhand state, India**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 61, p. 53-59, ago. 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116002653>>. Acessado em: 09 jan. 2018.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo,

Brasília, DF, 7 ago. 1997. Disponível em:  
<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm)>. Acessado em: 21 mar. 2017.

CANTÃO, M. P.; BESSA, M. R.; BETTEGAA, R.; DETZEL, D. H. M.; LIMA, J. M. **Evaluation of Hydro-Wind Complementarity in the Brazilian Territory by Means of Correlation Maps**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 101, n. C, p. 1215-1225, oct. 2017. Disponível em:  
<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630876X>>. Acessado em: 22 fev. 2017.

CARMO, M.; FRITZ, D. L.; MERGEL, J. E STOLTEN, D. **A comprehensive review on PEM water electrolysis**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 38, n. 12, p. 4901-4934, abr. 2013. Disponível em:  
<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319913002607>>. Acessado em: 10 fev. 2017.

CAU, G.; COCCO, D.; PETROLLESEA, M.; KÆR, S. K.; MILAN, C. **Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system**. Energy Conversion and Management. V. 87, p. 820-831, nov. 2014. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414007171>>. Acessado em: 14 mar. 2017.

DEPARTMENT OF ENERGY. **Onboard Type IV Compressed Hydrogen Storage Systems – Current Performance and Cost**. Washington, Estados Unidos da América: 17 jul. 2013. 11p. Disponível em: <<https://energy.gov/eere/fuelcells/downloads/onboard-type-iv-compressed-hydrogen-storage-system-cost-analysis-webinar>>. Acessado em: 28 mar. 2017.

DING, Y.; LI, Y., LIU, C.; SUN, Z. Solar Electrical Energy Storage. In: SORENSEN, B. **Solar Energy Storage**. 1. ed. Londres: Academic Press, 2015. cap. 2.

DUFFIE, J. A. BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013. 910p.

EHRlich, G. M. Lithium-Ion Batteries. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001. cap. 35.

ELETROBRÁS. **Manual de Minicentraís Hidrelétricas**. São Paulo, 1985. 530p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **2º Leilão de Energia de Reserva viabiliza investimentos de R\$ 6,8 bi no país.** Rio de Janeiro, 13 nov. 2015a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/2%C2%BA%20Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%202015/2%C2%BALeil%C3%A3odeEnergiaDeReserva.aspx>>. Acessado em: 22 mar. 2017.

\_\_\_\_\_. **22º LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-3 - (EDITAL Nº 04/2015).** Rio de Janeiro, 21 ago. 2015b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202015/Leil%C3%A3oA-3contrata669MW.aspx?CategoriaID=6991>>. Acessado em: 26 mar. 2017.

\_\_\_\_\_. **23º LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-5.** Rio de Janeiro, 02 mai. 2016a. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202016/Leil%C3%A3oA-52016viabilizaR\\$.aspx?CategoriaID=7049](http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202016/Leil%C3%A3oA-52016viabilizaR$.aspx?CategoriaID=7049)>. Acessado em: 26 mar. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2016:** Ano base 2015. Rio de Janeiro, 2016b 292p.

\_\_\_\_\_. **Energia Renovável:** Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Rio de Janeiro, 2016c. 452p.

ENERGYSHOP. **Kit-energia-solar.** Disponível em: <<https://www.energyshop.com.br/>>. Acessado em: 28 mar. 2017.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. **Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation.** Solar Energy. V. 28, n. 4, p. 293-302, 1982. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X82903024>>. Acessado em: 18 mar. 2017.

FANG, W.; HUANG, Q.; HUANG, S.; YANG, J.; MENG, E.; LI, Y. **Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower:** A case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant. Energy Conversion and Management. V. 136, p. 161-172, mar. 2017. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417300122>>. Acessado em: 18 dez. 2017.

FELGENHAUER, M.; HAMACHER, T. **State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 40, n. 5, p. 2084-2090, fev. 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319914034193>>. Acessado em: 19 jan. 2017.

FETCENKO, M. Propulsion and Industrial Nickel-Metal Hydride Batteries. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001. cap. 30.

FRANÇOIS, B.; BORGA, M.; CREUTIN, J. D.; HINGRAY, B.; RAYNAUD, D.; SAUTERLEUTED, J. F. **Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy**. Renewable Energy. V. 86, p. 543-553, fev. 2016a. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115302445>>. Acessado em: 19 dez. 2017.

FRANÇOIS B.; HINGRAY, B.; RAYNAUD, D.; BORGA, M.; CREUTIN, J. D. **Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of the river hydropower to wind/solar mix**. Renewable Energy. V. 87, p. 686-696, mar. 2016b. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115304171>>. Acessado em: 19 dez. 2017.

HOLLADAY, J. D.; HU, J.; KING, D. L.; WANG, Y. **An overview of hydrogen production technologies**. Catalysis Today. V. 139, n. 4, p. 244-260. jan. 2009. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920586108004100>>. Acessado em: 15 dez. 2017.

HUGGINS, R. A. **Energy Storage: Fundamentals, Materials and Applications**. 2 ed. Heidelberg: Springer International Publishing, 2016.

ISA, N. M.; DAS, H. S.; TAN, C. W.; YATIM, A. H. M.; LAU, K. Y. **A techno-economic assessment of a combined heat and power photovoltaic/fuel cell/battery energy system in**

**Malaysia hospital.** Energy. V. 112, p. 75-90. out. 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216308301>>. Acessado em: 19 jan. 2017.

KALDELLIS, J. K. Overview of stand-alone and hybrid wind energy systems. In: \_\_\_\_\_. **Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems.** 1. ed. Oxford: Woodhead Publishing, 2010. cap. 1.

KAVADIAS, K. A.; APOSTOLOU, D.; KALDELLIS, J. K. **Modelling and optimisation of a hydrogen-based energy storage system in an autonomous electrical network.** Applied Energy. no prelo. ago 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917310693>>. Acessado em: 14 nov. 2017.

KHALID, F.; AYDIN, M.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. **Comparative assessment of two integrated hydrogen energy systems using electrolyzers and fuel cells.** International Journal of Hydrogen Energy. V. 41, n. 44, p. 19836-19846, nov. 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916325125>>. Acessado em: 19 jan. 2017.

KHAN, M. J.; IQBAL, M. T. **Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland.** Renewable Energy. V. 30, n. 6, p. 835-854, mai. 2005. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148104003647>>. Acessado em: 20 jan. 2017.

KIM, M.; KIM, J. **Optimization model for the design and analysis of an integrated renewable hydrogen supply (IRHS) system:** Application to Korea's hydrogen economy. International Journal of Hydrogen Energy. V. 41, n. 38, p. 16613-16626, oct. 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916320663>>. Acessado em: 14 nov. 2016.

KOUGIAS, I.; SZABÓ, S.; MONFORTI, F.; HULD, T.; BÓDIS, K. **A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems.** Renewable Energy. V. 87, part. 2, p. 1023-1030, mar. 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115303529>>. Acessado em: 14 mar. 2017.

LAMBERT T.; GILMAN P.; LILIENTHAL P. Micropower system modeling with HOMER. In: FARRET F. A.; SIMÕES M. G. **Integration of Alternative Sources of Energy**. 1. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006. cap. 15.

LINDEN, D. Basic concepts. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001a. cap. 1.

LINDEN, D. Factors affecting battery performance. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001b. cap. 3.

LINDEN, D; MAGNUSEN, D. Portable Sealed Nickel-Metal Hydride Batteries. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001. cap. 29.

MANAGE, M. N.; HODGSON, D.; MILLIGAN, N.; SIMONS, S. J. R.; BRETT, D. J. L. **A techno-economic appraisal of hydrogen generation and the case for solid oxide electrolyser cells**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 36, n. 10, p. 5782-5796, mai. 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911001182>>. Acessado em: 12 fev. 2017.

MARCHENKO, O. V.; SOLOMIN, S. V. **The future energy: Hydrogen versus electricity**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 40, n. 10, p. 3801-3805, mar. 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915002025>>. Acessado em: 8 dez. 2017.

MONFORTI, F.; HULD, T.; BÓDIS, K.; VITALI, L.; D'ISIDORO, M.; LACAL-ARÁNTGUI, R. **Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo approach**. Renewable Energy. V. 63, p. 576-586, mar. 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005594>>. Acessado em: 20 fev. 2017.

NELSON, D. B.; NEHRIR, M. H.; WANG, C. **Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems**. Renewable Energy. V. 31, n. 10, p. 1641-1656, ago. 2006. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148105002600>>. Acessado em: 20 jan. 2017.

NILSSON, A. O.; BAKER, C. A. Industrial and Aerospace Nickel-Cadmium Batteries. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001. cap. 26.

O'HAYRE, R.; CHA, S.; COLELLA, W. G.; PRINZ, F. B. **Fuel Cell Fundamentals**. 3. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2016. 580p.

OZAKI, M.; TOMURA, S.; OHMURA, R.; MORI, Y. H. **Comparative study of large-scale hydrogen storage technologies: Is hydrate-based storage at advantage over existing technologies?** International Journal of Hydrogen Energy. V. 39, n. 7, p. 3327-3341, fev. 2014. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319913030152>>. Acessado em: 15 jan. 2018.

PELLOW, M. A.; EMMOTT, C. J. M.; BARNHART, C. J.; BENSON, S. M. **Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis**. Energy & Environmental Science. V. 8, n 7, p. 1938-1952. abr. 2015. Disponível em: <<http://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2015/ee/c4ee04041d>>. Acessado em: 22 fev. 2017.

RAHMAN, F.; BASEER, M. A.; REHMAN, S. Assessment of Electricity Storage Systems. In: SORENSEN, B. **Solar Energy Storage**. 1. ed. Londres: Academic Press, 2015. cap. 4.

REN, H.; WU, Q.; GAO, W.; ZHOU, W. **Optimal operation of a grid-connected hybrid PV/fuel cell/battery energy system for residential applications**. Energy. V. 113, p. 702-712. Out. 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216310155>>. Acessado em: 20 jan. 2017.

SACRAMENTO, E. M. do; CARVALHO, P. C. M.; LIMA, L. C. de; VEZIROGLU, T. N. **Feasibility study for the transition towards a hydrogen economy: A case study in Brazil**. Energy Policy. V. 62, p. 3-9. nov. 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513005788>>. Acessado em: 15 nov. 2016.



SAINZ-GARCIA A.; ABARCA, E.; RUBI, V.; GRANDIAA, F. **Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 42, n. 26, p. 16657-16666, jun. 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917319420>>. Acessado em: 12 jan. 2018.

SALAS, V. Stand-alone photovoltaic systems. In: PEARSALL, N. **The Performance of Photovoltaic (PV): Systems Modelling, Measurement and Assessment**. 1. ed. Cambridge: Woodhead Publishing, 2016. cap. 9.

SALKIND, A. J.; CANNONE, A. G.; TRUMBURE, F. A. Lead-Acid Batteries. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001. cap. 23.

SALKIND, A. J.; HAMMEL, R. O.; CANNONE, A. G.; TRUMBORE, F. A. Valve regulated lead-acid batteries. In: LINDEN, D; REDDY, T. B. **Handbook of batteries**. 3. ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2001. cap. 24.

SCHREIBER, G. P. **Usinas Hidrelétricas**. São Paulo, 1978. 235p.

SHARMA, S.; GHOSHAL, S. B. **Hydrogen the future transportation fuel: From production to applications**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 43, p. 1151-1158. mar. 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114010405>>. Acessado em: 20 set. 2017.

SILVA, A. R.; PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T.; SPYRIDES, M. H. C. **Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 56, p. 413-427, abr. 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115013106>>. Acessado em: 07 mar. 2017.

SIYAL, S. H.; MENTIS, D.; HOWELLS, M. **Economic analysis of standalone wind-powered hydrogen refueling stations for road transport at selected sites in Sweden**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 40, n. 33, p. 9855-9865, ago. 2015. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319915011659>>. Acessado em: 14 nov. 2016.

SORENSEN, B. **Hydrogen and Fuel Cells: Emerging technologies and applications**. 2. ed. Oxford: Academic Press, 2012. 433p.

\_\_\_\_\_. **Renewable Energy: Conversion, Transmission and Storage**. 3. ed. Londres: Academic Press, 2007. 327p.

SURRETTE BATTERY COMPANY. **4KS25P**. Springhill, Canadá: \_\_\_\_\_, 01 jan. 2014. Disponível em: <<http://www.rollsbattery.com/catalog/>>. Acessado em: 17 fev. 2017.

TWIDELL, J.; WEIR, T. **Renewable Energy Resources**. 3. ed. Londres: Routledge, 2015. 784p.

UPADHYAY, S.; SHARMA, M.P. **A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. V. 38, p. 47-63, oct. 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114003827>>. Acessado em: 16 fev. 2017.

VALVERDE, L; ROSA, F.; BORDONS, C.; GUERRA, J. **Energy Management Strategies in hydrogen Smart-Grids: A laboratory experience**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 41, n. 31, p. 13715-13725, ago. 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916317712>>. Acessado em: 14 mar. 2017.

VANHANEN, J. P.; LUND, P. D.; TOLONEN, J. S. **Electrolyser-metal hydride-fuel cell system for seasonal energy storage**. International Journal of Hydrogen Energy. V. 23, n. 4, p. 267-271, abr. 1998. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319997000657>>. Acessado em: 10 jan. 2018.

WANG, C.; NEHRIR, M. H. **Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System**. IEEE Transactions on Energy Conversion. V. 23, n. 3, p. 957-967, set. 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4603068/?reload=true>>. Acessado em: 15 dez. 2017.

WHOLESOLAR. **Complete Solar Power Systems.** Disponível em: <<https://www.wholesolar.com/complete-systems>>. Acessado em: 28 mar. 2017.

WIDÉN, J. **Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden.** IEEE Transactions on Sustainable Energy. V. 2, n. 2, p. 177-184, abr. 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5685581/>>. Acessado em: 22 fev. 2017.